

Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung)

Vom 5. Juli 2019 (ABl. EU Nr. L 158 S. 54)

Das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union —

gestützt auf den Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union („AEUV“), insbesondere auf Artikel 194 Absatz 2,

auf Vorschlag der Europäischen Kommission,

nach Zuleitung des Entwurfs des Gesetzgebungsakts an die nationalen Parlamente, nach Stellungnahme des Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschusses¹, nach Stellungnahme des Ausschusses der Regionen², gemäß dem ordentlichen Gesetzgebungsverfahren³,

in Erwägung nachstehender Gründe:

(1) Die Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates⁴ wurde mehrfach und erheblich geändert. Aus Gründen der Klarheit empfiehlt es sich, im Rahmen der anstehenden Änderungen die genannte Verordnung neu zu fassen.

(2) Ziel der Energieunion ist es, die Endkunden — Haushalte und Unternehmen — mit sicherer, gesicherter, nachhaltiger, wettbewerbsfähiger und erschwinglicher Energie zu versorgen. In der Vergangenheit wurde das Stromsystem von vertikal integrierten, häufig staatlichen Monopolen mit großen, zentralen, Kernkraftwerken oder mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kraftwerken dominiert. Der Elektrizitätsbinnenmarkt, der seit 1999 schrittweise geschaffen wird, soll allen Verbrauchern in der Union eine echte Wahl ermöglichen, neue Geschäftschancen für die Unternehmen

¹ ABl. C 288 vom 31.8.2017, S. 91.

² ABl. C 342 vom 12.10.2017, S. 79.

³ Standpunkt des Europäischen Parlaments vom 26. März 2019 (noch nicht im Amtsblatt veröffentlicht) und Beschluss des Rates vom 22. Mai 2019.

⁴ 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 (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 15).

eröffnen sowie den grenzüberschreitenden Handel fördern und auf diese Weise Effizienzgewinne, wettbewerbsfähige Preise und eine höhere Dienstleistungsqualität bewirken und zu mehr Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit beitragen. Durch den Elektrizitätsbinnenmarkt haben der Wettbewerb, insbesondere auf der Großhandelsebene, und der zonenübergreifende Handel zugenommen. Der Elektrizitätsbinnenmarkt bleibt das Fundament eines effizienten Energiemarkts.

(3) Im Energiesystem der Union vollziehen sich gerade die tiefgreifendsten Veränderungen seit Jahrzehnten, und diese Veränderungen betreffen insbesondere den Elektrizitätsmarkt. Mit dem gemeinsamen Ziel der Dekarbonisierung des Energiesystems ergeben sich für die Marktteilnehmer neue Chancen und Herausforderungen. Gleichzeitig entstehen durch technologische Entwicklungen neue Formen der Beteiligung der Verbraucher und der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit.

(4) Dieser Verordnung legt Vorschriften fest, mit denen das Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarkts sichergestellt werden soll, und sieht Anforderungen in Bezug auf den Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energieträger und die Umweltpolitik vor, insbesondere spezielle Regelungen für bestimmte Arten von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen, in Bezug auf Bilanzkreisverantwortung, Dispatch und Redispatch sowie einen Schwellenwert für die CO₂-Emissionen von neuen Erzeugungskapazitäten, wenn solche Kapazitäten zeitlich begrenzten Maßnahmen zur Gewährleistung der erforderlichen Angemessenheit der Ressourcen, d.h. einem Kapazitätsmechanismus, unterliegen.

(5) Für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen, die in kleinen Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung erzeugt wird, sollte ein vorrangiger Dispatch vorgesehen werden, entweder durch eine besondere Prioritätsreihenfolge in der Dispatch-Methode oder durch rechtliche oder regulatorische Anforderungen an die Marktteilnehmer, diese Elektrizität auf dem Markt bereitzustellen. Ein vorrangiger Dispatch, der unter denselben wirtschaftlichen Bedingungen in den Netzbetriebsdiensten vorgesehen wurde, sollte als mit dieser Verordnung vereinbar gelten. In jedem Fall sollte der vorrangige Dispatch als vereinbar damit angesehen werden, dass Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, die erneuerbare Energiequellen nutzen, am Strommarkt teilnehmen.

(6) Staatliche Maßnahmen, die häufig nicht ausreichend koordiniert sind, haben zu zunehmenden Verzerrungen im Stromgroßhandelsmarkt geführt, die sich negativ auf die Investitionen und den grenzüberschreitenden Handel auswirken.

(7) In der Vergangenheit waren Stromkunden rein passive Kunden, die Elektrizität häufig zu regulierten Preisen ohne unmittelbaren Marktbezug erwarben. In der Zukunft muss es den Kunden ermöglicht werden, in vollem Umfang und gleichberechtigt mit anderen Marktteilnehmern am Markt teilzunehmen und es muss ihnen ermöglicht werden, ihren Energieverbrauch zu steuern. Zur Einbindung des wachsenden Anteils erneuerbarer Energie in das künftige Stromsystem sollten alle verfügbaren Flexibilitätsquellen, insbesondere Laststeuerungslösungen und Energiespeicherung, sowie die Digitalisierung durch die Integration innovativer Technologien in das Stromsystem genutzt werden. Um eine wirksame Dekarbonisierung zu den niedrigst möglichen Kosten zu erreichen, muss das künftige Stromsystem außerdem die Energieeffizienz fördern. Durch die Vollendung des Energiebinnenmarkts im Zuge der tatsächlichen Integration von erneuerbare Energie können langfristig Investitionen angeregt und kann dazu beigetragen werden, die Ziele der Energieunion und des Rahmens für die Klima- und Energiepolitik bis 2030, wie in der Kommissionsmitteilung vom 22. Januar 2014 mit dem Titel „Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik im Zeitraum 2020-2030“ festgelegt, und in den Schlussfolgerungen des Europäischen Rat vom 23. und 24. Oktober 2014 gebilligt, zu erreichen.

(8) Eine größere Marktintegration und der Wandel zu einem System der Stromerzeugung mit größeren Schwankungen machen es erforderlich, die Anstrengungen zur Koordinierung der nationalen energiepolitischen Maßnahmen mit denen der Nachbarstaaten und zur Nutzung der Möglichkeiten des grenzüberschreitenden Stromhandels zu verstärken.

(9) Dank der Weiterentwicklung der Regelungsrahmen kann Elektrizität nunmehr in der gesamten Union gehandelt werden. Diese Entwicklung wurde durch die Verabschiedung mehrerer Netzkodizes und Leitlinien für die Integration der Strommärkte gefördert. Diese Netzkodizes und Leitlinien enthalten Bestimmungen zu Marktvorschriften, zum Netzbetrieb und zum Netzanschluss. Zur Wahrung vollständiger Transparenz und zur Erhöhung der Rechtssicherheit sollten auch die wichtigsten Grundsätze für das Funktionieren des Marktes und die Kapazitätsvergabe für die Regelenenergie-, Intraday-, Day-Ahead- und Terminmarktzeitspannen nach dem ordentlichen Gesetzgebungsverfahren verabschiedet und in einem einzigen Rechtsakt der Union zusammengeführt werden.

(10) Artikel 13 der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission⁵ legt ein Verfahren fest, wonach Übertragungsnetzbetreiber ihre Aufgaben ganz oder teilweise einem Dritten übertragen können. Die übertragenden Übertragungsnetzbetreiber sollten jedoch dafür verantwortlich bleiben, die Einhaltung dieser Verordnung sicherzustellen. Darüber hinaus sollten die Mitgliedstaaten einem Dritten Aufgaben und Pflichten zuweisen können. Eine solche Zuweisung sollte sich jedoch auf Aufgaben und Verpflichtungen beschränken, wie beispielsweise die Abrechnung von Bilanzkreisabweichungen, die auf nationaler Ebene erfüllt werden. Die Beschränkungen für eine solche Zuweisung sollten nicht zu unnötigen Änderungen an bestehenden nationalen Regelungen führen. Die Übertragungsnetzbetreiber sollten jedoch für die Aufgaben, mit denen sie nach Artikel 40 der Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates⁶ betraut sind, verantwortlich bleiben.

(11) Im Hinblick auf die Regelreservemärkte setzt eine effiziente und den Wettbewerb nicht verzerrende Preisbildung bei der Beschaffung von Regelleistung und Regelarbeit voraus, dass die Festsetzung der Regelarbeitspreise nicht durch Regelleistungsverträge erfolgt. Dies gilt unbeschadet der Dispatch-Systeme, in denen ein integriertes Fahrplanerstellungsverfahren gemäß der Verordnung (EU) 2017/2195 Anwendung findet

(12) Nach Artikel 18, 30 und 32 der Verordnung (EU) 2017/2195 bieten die Preisberechnungsmethoden sowohl für Standardprodukte als auch für spezifische Produkte für Regelarbeit den Marktteilnehmern positive Anreize dafür, im jeweiligen Geltungsbereich des Ausgleichsenergiepreises den eigenen Bilanzkreis aufrechtzuerhalten oder zur Wiederherstellung des Systemgleichgewichts beizutragen, um Ungleichgewichte im System zu verringern und die Kosten für die Gesellschaft zu senken. Solche Preisbildungsansätze sollten vorbehaltlich der Betriebssicherheitsgrenzwerte auf die wirtschaftlich effiziente Nutzung der Laststeuerung und anderer Regelreserveresourcen abzielen.

(13) Durch die Integration der Regelarbeitsmärkte sollte ein effizient funktionierender

⁵ Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (ABl. L 312 vom 28.11.2017, S. 6).

⁶ Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (siehe Seite 125 dieses Amtsblatts).

Intraday-Markt unterstützt werden, damit die Marktteilnehmer die Möglichkeit haben, ihre eigene Leistungsbilanz so echtzeitnah wie möglich — entsprechend den in Artikel 24 der Verordnung (EU) 2017/2195 definierten Zeitpunkten der Schließung des Regelarbeitsmarkts — auszugleichen. Nur die nach Abschluss des Intraday-Markts noch bestehenden Bilanzkreisabweichungen sollten von den Übertragungsnetzbetreibern über den Regelreservemarkt ausgeglichen werden. In Artikel 53 der Verordnung (EU) 2017/2195 ist auch vorgesehen, dass die Bilanzkreisabrechnungszeitintervalle innerhalb der Union harmonisiert und auf 15 Minuten festgelegt werden. Durch diese Harmonisierung sollte der Intraday-Handel erleichtert und die Entwicklung mehrerer Handelsprodukte mit denselben Lieferzeiträumen unterstützt werden.

(14) Damit die Übertragungsnetzbetreiber Regelleistung auf effiziente, wirtschaftliche und marktbasierte Weise beschaffen und nutzen können, müssen die Märkte stärker integriert werden. Dazu sind in Titel IV der Verordnung (EU) 2017/2195 drei Methoden vorgesehen, mit denen die Übertragungsnetzbetreiber anhand einer Kosten-Nutzen-Analyse grenzüberschreitende Übertragungskapazität für den Austausch von Regelleistung oder die Reserventeilung zuweisen können: das ko-optimierte Zuweisungsverfahren, das marktbasierte Zuweisungsverfahren und die Zuweisung auf der Grundlage einer Wirtschaftlichkeitsanalyse. Das ko-optimierte Zuweisungsverfahren wird für den Day-Ahead-Zeitbereich angewandt. Dahingegen könnte das marktbasierte Zuweisungsverfahren angewandt werden, wenn die Regelleistung höchstens eine Woche vor der Bereitstellung kontrahiert wird, und die Zuweisung auf der Grundlage einer Wirtschaftlichkeitsanalyse könnte angewendet werden, wenn die Regelleistung mehr als eine Woche vor der Bereitstellung kontrahiert wird, sofern die zugewiesenen Volumina begrenzt sind und eine jährliche Prüfung erfolgt. Sobald die maßgeblichen Regulierungsbehörden eine Methode für das Zuweisungsverfahren grenzüberschreitender Übertragungskapazität genehmigt haben, könnten zwei oder mehr Übertragungsnetzbetreiber diese Methode bereits vorab anwenden, um es ihnen zu ermöglichen, Erfahrungen zu sammeln und die reibungslose Einführung dieser Methode durch weitere Übertragungsnetzbetreiber vorzubereiten. Im Interesse der Marktintegration sollte die Anwendung solcher Methoden jedoch von allen Übertragungsnetzbetreibern harmonisiert werden.

(15) In Titel V der Verordnung (EU) 2017/2195 wurde festgelegt, dass durch die Abrechnung von Bilanzkreisabweichungen vor allem zu gewährleisten ist, dass die Bilanzkreisverantwortlichen effizient den eigenen Bilanzkreis aufrechterhalten oder

zur Wiederherstellung des Systemgleichgewichts beitragen, und Anreize für Marktteilnehmer geschaffen werden, die das Systemgleichgewicht aufrechterhalten oder zu seiner Wiederherstellung beitragen. Damit die Regelreservemärkte und das Energiesystem insgesamt dem zunehmenden Anteil der fluktuierenden erneuerbaren Energie gerecht werden können, sollten die Ausgleichsenergiepreise dem Echtzeitwert der Energie entsprechen. Alle Marktteilnehmer sollten finanziell für die von ihnen im System verursachten Bilanzkreisabweichungen verantwortlich sein, die der Differenz zwischen dem zugewiesenen Volumen und der Endposition auf dem Markt entsprechen. Im Fall von Laststeuerungsaggregatoren besteht das zugewiesene Volumen aus dem Energievolumen, das aus der Last der teilnehmenden Kunden physikalisch aktiviert wird und auf einer definierten Methode für die Messung und die Baseline basiert.

(16) In der Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission⁷ werden detaillierte Leitlinien für die Vergabe zonenübergreifender Kapazität und für das Engpassmanagement auf dem Day-Ahead-Markt und dem Intraday-Markt festgelegt; dies schließt Anforderungen an die Ausarbeitung 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. Die Artikel 32 und 34 der Verordnung (EU) 2015/1222 enthalten Bestimmungen für die Überprüfung von Gebotszonenkonfigurationen, die Artikel 41 und 54 der genannten Verordnung harmonisierte Höchst- und Mindestclearingpreise für die Day-Ahead- und Intraday-Zeitbereiche, Artikel 59 der genannten Verordnung Vorschriften für den Zeitpunkt der Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes und Artikel 74 der genannten Verordnung Vorschriften für die Kostenteilungsmethode für Redispatch und Countertrading.

(17) In der Verordnung (EU) 2016/1719 der Kommission⁸ werden detaillierte Bestimmungen für die Vergabe zonenübergreifender Kapazität auf den Märkten für langfristige Kapazität, für die Ausarbeitung einer gemeinsamen Methode zur Ermittlung langfristiger zonenübergreifender Kapazität, für die Einrichtung einer zentralen

⁷ Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (ABl. L 197 vom 25.7.2015, S. 24).

⁸ Verordnung (EU) 2016/1719 der Kommission vom 26. September 2016 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität (ABl. L 259 vom 27.9.2016, S. 42).

Vergabeplattform auf europäischer Ebene, auf der langfristige Übertragungsrechte angeboten werden, und für die Möglichkeit der Rückgabe langfristiger Übertragungsrechte für eine spätere Vergabe langfristiger Kapazität oder der Übertragung langfristiger Übertragungsrechte zwischen Marktteilnehmern festgelegt. Artikel 30 der Verordnung (EU) 2016/1719 enthält Bestimmungen für Terminabsicherungsprodukte.

(18) In der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission⁹ werden Vorschriften für den Anschluss von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung an das Stromverbundnetz festgelegt, insbesondere im Hinblick auf synchrone Stromerzeugungsanlagen, nicht-synchrone Stromerzeugungsanlagen sowie nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen. Diese Vorschriften tragen somit dazu bei, faire Wettbewerbsbedingungen im Elektrizitätsbinnenmarkt, die Systemsicherheit und die Integration von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen sicherzustellen und den unionsweiten Stromhandel zu erleichtern. Die Artikel 66 und 67 der Verordnung (EU) 2016/631 enthalten Bestimmungen über aufkommende Technologien zur Stromerzeugung.

(19) Gebotszonen, die der Verteilung von Angebot und Nachfrage Rechnung tragen, sind ein Eckpfeiler des marktbasierten Stromhandels und eine Voraussetzung dafür, dass das Potenzial der Kapazitätsvergabemethoden, einschließlich dem lastflussgestützten Ansatz, in vollem Umfang ausgeschöpft wird. Gebotszonen sollten daher so festgelegt werden, dass durch sie die Marktliquidität, ein effizientes Engpassmanagement und ein insgesamt effizienter Markt sichergestellt werden. Wird die Überprüfung einer bestehenden Gebotszonenkonfiguration von einer einzelnen Regulierungsbehörde oder einem einzelnen Übertragungsnetzbetreiber mit Zustimmung der zuständigen Regulierungsbehörde für die Gebotszonen in der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers eingeleitet, so sollte der Übertragungsnetzbetreiber der maßgeblichen Regelzone bzw. die zuständige Regulierungsbehörde der einzige Übertragungsnetzbetreiber bzw. die einzige Regulierungsbehörde sein, die an der Überprüfung teilnehmen, sofern sich die Gebotszonenkonfiguration unerheblich auf die Regelzonen der benachbarten Übertragungsnetzbetreiber einschließlich der Verbindungsleitungen auswirkt und die Überprüfung der Gebotszonenkonfiguration erforderlich ist, um die Effizienz zu steigern, möglichst umfassende grenzüberschreitende Handelsmöglichkeiten zu bieten oder die Betriebssicherheit zu wahren. Der maßgeb-

⁹ Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (ABl. L 112 vom 27.4.2016, S. 1).

liche Übertragungsnetzbetreiber und die zuständige Regulierungsbehörde sollten die benachbarten Übertragungsnetzbetreiber in vorher abgestimmter Weise über die Überprüfung unterrichten, und die Ergebnisse der Überprüfung sollten veröffentlicht werden. Die Überprüfung regionaler Gebotszonen sollte aufgrund des technischen Berichts über Engpässe gemäß Artikel 14 dieser Verordnung oder gemäß den bereits vorhandenen, in der Verordnung (EU) 2015/1222 festgelegten Verfahren eingeleitet werden können.

(20) Nehmen regionale Koordinierungszentren Kapazitätsberechnungen vor, so sollten sie die Kapazität maximieren und dabei kostenlose Entlastungsmaßnahmen in Betracht ziehen und die Betriebssicherheitsgrenzwerte einhalten, die für die Übertragungsnetzbetreiber der Kapazitätsberechnungsregion gelten. Führt die Berechnung nicht dazu, dass die Kapazität die in dieser Verordnung festgelegten Mindestkapazitäten erreicht oder übersteigt, so sollten die regionalen Koordinierungszentren sämtliche verfügbaren kostspieligen Entlastungsmaßnahmen in Betracht ziehen, um die Kapazität — unter Einhaltung der für die Übertragungsnetzbetreiber der Kapazitätsberechnungsregion geltenden Betriebssicherheitsgrenzwerte — bis zu den Mindestkapazitäten zu erhöhen, was auch das Redispatch- Potenzial in und zwischen den Kapazitätsberechnungsregionen — unter Einhaltung der für die Übertragungsnetzbetreiber der Kapazitätsberechnungsregion geltenden Betriebssicherheitsgrenzwerte — umfasst. Die Übertragungsnetzbetreiber sollten in Bezug auf alle Aspekte der Kapazitätsberechnung gemäß dieser Verordnung präzise und transparent Bericht erstatten und dafür sorgen, dass alle an die regionalen Koordinierungszentren übermittelten Informationen korrekt und zweckdienlich sind.

(21) Bei der Kapazitätsberechnung sollten die regionalen Koordinierungszentren die zonenübergreifenden Kapazitäten anhand von Daten der Übertragungsnetzbetreiber berechnen, die die Betriebssicherheitsgrenzwerte in den jeweiligen Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber einhalten. Die Übertragungsnetzbetreiber sollten beschließen können, von der koordinierten Kapazitätsberechnung abzuweichen, sofern deren Umsetzung bewirken würde, dass die Betriebssicherheitsgrenzwerte der Netzelemente in ihrer Regelzone nicht eingehalten werden. Diese Abweichungen sollten sorgfältig beobachtet und auf transparente Weise gemeldet werden, damit nicht missbräuchlich auf sie zurückgegriffen wird und das Volumen der den Marktteilnehmern bereitzustellenden Verbindungskapazität nicht beschränkt wird, um Engpässe in einer Gebotszone zu beheben. Ist ein Aktionsplan vorhanden, so sollte er Abwei-

chungen Rechnung tragen und das Angehen ihrer Ursachen vorsehen.

(22) Zu den wichtigsten Marktgrundsätzen sollte gehören, dass die Strompreise durch Angebot und Nachfrage bestimmt werden. Diese Preise sollten erkennen lassen, wenn Elektrizität benötigt wird, und so marktbasierte Anreize für Investitionen in Flexibilitätsquellen wie flexible Erzeugung, Verbindungsleitungen, Laststeuerung und Energiespeicherung bieten.

(23) Da die Dekarbonisierung der Elektrizitätswirtschaft mit einem großen Marktanteil von Energie aus erneuerbaren Quellen eines der Ziele der Energieunion ist, ist es von entscheidender Bedeutung, dass im Markt bestehende Hindernisse für den grenzüberschreitenden Handel beseitigt und Investitionen in die unterstützende Infrastruktur, beispielsweise in flexiblere Erzeugung, Verbindungsleitungen, Laststeuerung und Energiespeicherung, gefördert werden. Damit dieser Übergang zu einer variablen und dezentralen Erzeugung unterstützt und sichergestellt wird, dass die Grundsätze des Energiemarktes die Grundlage für die künftigen Elektrizitätsmärkte der Union bilden, ist es von wesentlicher Bedeutung, die Kurzfristmärkte und Knappheitspreise erneut in den Mittelpunkt zu rücken.

(24) Kurzfristmärkte verbessern Liquidität und Wettbewerb, weil sie mehr Ressourcen, insbesondere jenen Ressourcen, die flexibler sind, die uneingeschränkte Marktteilnahme ermöglichen. Wirksame Knappheitspreise bewegen die Marktteilnehmer dazu, auf Marktsignale zu reagieren und dann verfügbar zu sein, wenn sie vom Markt am meisten benötigt werden, und stellen sicher, dass die Marktteilnehmer ihre Kosten auf dem Großhandelsmarkt decken können. Daher müssen administrative und implizite Preisobergrenzen unbedingt beseitigt werden, damit Knappheitspreise ermöglicht werden. Bei vollständiger Einbindung in die Marktstruktur tragen Kurzfristmärkte und Knappheitspreise dazu bei, andere marktverzerrende Maßnahmen zur Wahrung der Versorgungssicherheit wie Kapazitätsmechanismen zu beseitigen. Gleichzeitig sollte durch Knappheitspreise ohne Preisobergrenzen auf dem Großhandelsmarkt nicht die Möglichkeit beeinträchtigt werden, den Endkunden, insbesondere Haushaltskunden, kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) und industriellen Kunden, zuverlässige und stabile Preise zu bieten.

(25) Unbeschadet der Artikel 107, 108 und 109 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) gilt, dass Freistellungen von den Marktgrundsätzen, beispielsweise Bilanzkreisverantwortung, marktbasierter Dispatch oder Redispatch, dazu führen, dass weniger Flexibilität signalisiert und die Entwicklung von Lösungen

wie Energiespeicherung, Laststeuerung oder Aggregierung behindert wird. Obwohl Freistellungen weiterhin notwendig sind, um einen unnötigen Verwaltungsaufwand für bestimmte Marktteilnehmer, insbesondere Haushaltskunden und KMU, zu vermeiden, stehen weit gefasste Freistellungen für ganze Technologiebereiche nicht im Einklang mit dem Ziel, effiziente marktbasierte Dekarbonisierungsprozesse einzuführen und sollten daher durch gezieltere Maßnahmen ersetzt werden.

(26) Eine Voraussetzung für funktionierenden Wettbewerb im Elektrizitätsbinnenmarkt sind diskriminierungsfreie, transparente und angemessene Entgelte für die Netznutzung einschließlich der Verbindungsleitungen im Übertragungsnetz.

(27) Unkoordinierte Einschränkungen der Verbindungskapazitäten schränken den Stromhandel zwischen den Mitgliedstaaten immer stärker ein und sind zu einem erheblichen Hindernis für den Aufbau eines funktionierenden Elektrizitätsbinnenmarkts geworden. Unter Einhaltung der Sicherheitsnormen für einen sicheren Netzbetrieb, einschließlich der Einhaltung der Sicherheitsnorm für Ausfallvarianten (N-1), sollte die maximale Kapazität der Verbindungsleitungen und der kritischen Netzelemente zur Verfügung gestellt werden. Für die Festlegung des Kapazitätsniveaus in einem Verbundnetz gelten allerdings einige Einschränkungen. Es müssen eindeutige Mindestwerte für die verfügbare Kapazität für den zonenübergreifenden Handel festgelegt werden, um die Auswirkungen von Ringflüssen und internen Engpässen auf den zonenübergreifenden Handel zu verringern und um den Marktteilnehmern einen vorhersehbaren Kapazitätswert zu geben. Wird der lastflussgestützte Ansatz angewandt, so sollte diese Mindestkapazität den Mindestanteil der die Betriebssicherheitsgrenzwerte einhaltenden Kapazität eines zonenübergreifenden oder internen kritischen Netzelements festlegen, der unter Berücksichtigung von Ausfallvarianten als Input für die koordinierte Kapazitätsberechnung gemäß Verordnung (EU) 2015/1222 heranzuziehen ist. Die gesamte restliche Kapazität kann für Zuverlässigkeitsmargen, Ringflüsse und interne Stromflüsse verwendet werden. Ferner sollten im Fall vorhersehbarer Probleme, die bei der Wahrung der Netzsicherheit auftreten können, für eine begrenzte Übergangszeit Freistellungen möglich sein. Solche Freistellungen sollten mit Methoden und Projekten für eine langfristige Lösung einhergehen.

(28) Die Übertragungskapazität, auf die nach dem Ansatz der Nettoübertragungskapazität die Mindestkapazität von 70 % anzuwenden ist, stellt die größtmögliche Übertragung von Wirkleistung dar, die die Betriebssicherheitsgrenzwerte einhält und Aus-

fallvarianten berücksichtigt. Die koordinierte Berechnung dieser Kapazität entspricht nicht bloß der Summe der Kapazitäten der Verbindungsleitungen und trägt auch dem Umstand Rechnung, dass sich Stromflüsse ungleichmäßig zwischen einzelnen Komponenten verteilen. Diese Kapazität berücksichtigt nicht Zuverlässigkeitsmargen, Ringflüsse oder interne Stromflüsse, welchen durch die verbleibenden 30 % Rechnung getragen wird.

(29) Unterschiedliche Sicherheits-, Betriebs- und Planungsnormen der Übertragungsnetzbetreiber in den Mitgliedstaaten sollten keinesfalls zu Wettbewerbsverzerrungen führen. Darüber hinaus sollten verfügbare Übertragungskapazitäten und die Sicherheits-, Planungs- und Betriebsnormen, die sich auf die verfügbaren Übertragungskapazitäten auswirken, für die Marktteilnehmer transparent sein.

(30) Für die effiziente Steuerung notwendiger Investitionen muss von Preisen außerdem signalisiert werden, wo Elektrizität am dringendsten benötigt wird. Um in einem zonalen Stromsystem korrekte standortbezogene Preissignale zu erhalten, muss die Festlegung der Gebotszonen auf kohärente, objektive und zuverlässige Weise in einem transparenten Verfahren erfolgen. Die Gebotszonen sollten strukturellen Engpässen Rechnung tragen, damit beim Betrieb und bei der Planung des Stromsystems der Union für Effizienz gesorgt wird und wirksame Preissignale für neue Erzeugungskapazitäten, Laststeuerung und die Übertragungsinfrastruktur gesetzt werden. Vor allem sollte die zonenübergreifende Kapazität nicht verringert werden, um interne Engpässe zu beheben.

(31) Um den voneinander abweichenden Grundsätzen der Optimierung der Gebotszonen ohne Gefährdung der liquiden Märkte und Netzinvestitionen Rechnung zu tragen, sollten zwei Möglichkeiten zum Angehen von Engpässen vorgesehen werden. Die Mitgliedstaaten sollten zwischen einer Rekonfiguration der Gebotszonen und Maßnahmen wie Netzverstärkung und Netzoptimierung wählen können. Ausgangspunkt für eine solche Entscheidung sollte die Ermittlung langfristiger struktureller Engpässe durch einen oder mehrere Übertragungsnetzbetreiber eines Mitgliedstaats, durch einen Bericht des Europäischen Netzes der Übertragungsnetzbetreiber (Strom) (ENTSO (Strom) —European Network of Transmission System Operators for Electricity) über Engpässe oder durch die Überprüfung der Gebotszonen sein. Die Mitgliedstaaten sollten zunächst versuchen, gemeinsam zu ermitteln, wie sich Engpässe am besten angehen lassen. Im Zuge dessen könnten sie multinationale oder nationale Aktionspläne zum Angehen von Engpässen verabschieden. Für Mitgliedstaaten, die

einen Aktionsplan mit Maßnahmen zum Angehen von Engpässen annehmen, sollte ein Übergangszeitraum in Form einer linearen Verlaufskurve für die Öffnung von Verbindungsleitungen gelten. In der Endphase der Durchführung eines solchen Aktionsplans sollten die Mitgliedstaaten wählen können, ob sie sich für eine Rekonfiguration der Gebotszone bzw. Gebotszonen entscheiden oder ob sie mit Blick auf verbleibende Engpässe Entlastungsmaßnahmen ergreifen, deren Kosten sie tragen. In letzterem Fall sollten die Gebotszonen nicht gegen den Willen des Mitgliedstaats rekonfiguriert werden, solange die Mindestkapazität erreicht wird. Die für die koordinierte Kapazitätsberechnung zugrunde zu legende Mindestkapazität sollte ein Prozentsatz der Kapazität eines kritischen Netzelements sein, das im Rahmen des Auswahlverfahrens nach der Verordnung (EU) 2015/1222 festgelegt wurde, nach, oder, im Fall eines lastflussgestützten Ansatzes, bei Einhaltung der Betriebssicherheitsgrenzwerte in Ausfallvarianten. Als letztes Mittel sollte die Kommission einen Beschluss über die Gebotszonenkonfiguration erlassen können, wobei die Gebotszonenkonfiguration nur in denjenigen Mitgliedstaaten geändert werden sollte, die sich für die Aufteilung der Gebotszone entschieden oder die Mindestkapazität nicht erreicht haben.

(32) Für die effiziente Dekarbonisierung des Stromsystems mittels Marktintegration ist es erforderlich, die Hindernisse für den grenzüberschreitenden Handel systematisch zu beseitigen, um die Zersplitterung des Marktes zu überwinden und die Voraussetzungen dafür zu schaffen, dass die Vorteile der integrierten Elektrizitätsmärkte und des Wettbewerbs den Energieverbrauchern in der Union in vollem Umfang zugutekommen.

(33) In dieser Verordnung sollten die Grundsätze der Tarifierung und Kapazitätsvergabe festgelegt und sollte gleichzeitig der Erlass von Leitlinien vorgesehen werden, in denen die einschlägigen Grundsätze und Methoden näher ausgeführt werden, damit sie rasch an veränderte Gegebenheiten angepasst werden können.

(34) Die Bewältigung von Engpässen sollte den Übertragungsnetzbetreibern und Marktteilnehmern die richtigen wirtschaftlichen Signale geben und auf Marktmechanismen beruhen.

(35) In einem offenen, von Wettbewerb geprägten Markt sollten Übertragungsnetzbetreiber für die Kosten, die durch grenzüberschreitende Stromflüsse in ihren Netzen entstehen, von den Betreibern der Übertragungsnetze, aus denen die grenzüberschreitenden Stromflüsse stammen, und der Netze, in denen diese Stromflüsse enden, einen Ausgleich erhalten.

(36) Die zum Ausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern geleisteten Zahlungen und verbuchten Einnahmen sollten bei der Festsetzung der nationalen Netztarife berücksichtigt werden.

(37) Der für den Zugang zu einem jenseits der Grenze bestehenden System tatsächlich zu zahlende Betrag kann je nach den beteiligten Übertragungsnetzbetreibern und infolge der unterschiedlich gestalteten Tarifierungssysteme der Mitgliedstaaten erheblich variieren. Eine gewisse Harmonisierung ist daher zur Verhinderung von Handelsverzerrungen erforderlich.

(38) Die Verwendung von Einnahmen aus dem Engpassmanagement sollte nach bestimmten Regeln erfolgen, es sei denn, die spezifische Art der betroffenen Verbindungsleitung rechtfertigt eine Ausnahme von diesen Regeln.

(39) Um für alle Marktteilnehmer gleiche Wettbewerbsbedingungen zu schaffen, sollten die Netztarife so angewandt werden, dass sie an die Verteilerebene angeschlossene Erzeugungsanlagen gegenüber den an die Übertragungsebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen weder bevorzugen noch benachteiligen. Netztarife sollten zu keiner Benachteiligung der Energiespeicherung führen und keine Negativanreize für die Teilnahme an der Laststeuerung schaffen oder die Verbesserung der Energieeffizienz behindern.

(40) Die mit der Verordnung (EU) 2019/942 des Europäischen Parlaments und des Rates¹⁰ eingerichtete Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER —Agency for the Cooperation of Energy Regulators) sollte dort, wo eine verbindliche Harmonisierung als nicht adäquat angesehen wird, einen Bericht über bewährte Verfahren zu Tarifmethoden erstellen, um die Transparenz zu erhöhen und die Vergleichbarkeit der Tarifgestaltung zu verbessern.

(41) Die Anwendung von Engpasserlösen sollte überdacht werden und dazu beitragen, dass die Verfügbarkeit garantiert und die Verbindungskapazität aufrechterhalten oder ausgebaut werden kann, damit noch besser für optimale Investitionen in das transeuropäische Netz Sorge getragen und das Problem angegangen wird, dass tragfähige Projekte für Verbindungsleitungen aufgrund mangelnder Prioritätensetzung auf nationaler Ebene nicht realisiert werden können.

¹⁰ Verordnung (EU) 2019/942 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 zur Gründung einer Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (siehe Seite 22 dieses Amtsblatts).

(42) Damit das Elektrizitätsübertragungsnetz optimal verwaltet wird und der grenzüberschreitende Stromhandel und die grenzüberschreitende Stromversorgung in der Union ermöglicht werden, sollte ENTSO (Strom) gegründet werden. Die Aufgaben von ENTSO (Strom) sollten im Einklang mit den Wettbewerbsvorschriften der Union ausgeführt werden, die für die Entscheidungen von ENTSO (Strom) weiter gelten. Die Aufgaben von ENTSO (Strom) sollten genau definiert werden, und seine Arbeitsmethode sollte so konzipiert sein, dass Effizienz und Transparenz sichergestellt sind. Die von ENTSO (Strom) ausgearbeiteten Netzkodizes sollten die für rein inländische Angelegenheiten erforderlichen nationalen Netzkodizes nicht ersetzen. Da durch einen Ansatz, der auf die regionale Ebene abstellt, wirksamere Fortschritte erzielt werden können, sollten die Übertragungsnetzbetreiber in der Gesamtstruktur, die der Zusammenarbeit dient, regionale Strukturen schaffen und gleichzeitig sicherstellen, dass die auf regionaler Ebene erzielten Ergebnisse mit den auf Unionsebene festgelegten Netzkodizes und nicht verbindlichen zehnjährigen Netzentwicklungsplänen vereinbar sind. Die Mitgliedstaaten sollten die Zusammenarbeit fördern und die Wirksamkeit des Netzes auf regionaler Ebene beobachten. Die Zusammenarbeit auf regionaler Ebene sollte mit den Fortschritten bei der Schaffung eines wettbewerbsgeprägten und effizienten Elektrizitätsbinnenmarkts vereinbar sein.

(43) ENTSO (Strom) sollte eine fundierte mittel- bis langfristige Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene durchführen, um eine objektive Grundlage für die Beurteilung von Bedenken bezüglich der Angemessenheit zu schaffen. Die Beurteilung von Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen, die durch Kapazitätsmechanismen angegangen wird, sollte auf der Grundlage der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene erfolgen. Diese Abschätzung kann durch nationale Abschätzungen ergänzt werden.

(44) Die Methode für die langfristige Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen (vom Zehnjahreszeitbereich bis zum Year-Ahead-Zeitbereich) gemäß dieser Verordnung dient einem anderen Zweck als die saisonalen Abschätzungen der Angemessenheit (sechs Monate im Voraus) nach Artikel 9 der Verordnung (EU) 2019/941 des Europäischen Parlaments und des Rates¹¹. Die mittel- bis langfristigen

¹¹ Verordnung (EU) 2019/941 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor und zur Aufhebung der Richtlinie 2005/89/EG (siehe Seite 1 dieses Amtsblatts).

Abschätzungen dienen im Wesentlichen dazu, Bedenken bezüglich der Angemessenheit und den Bedarf an Kapazitätsmechanismen zu ermitteln, während anhand saisonaler Abschätzungen der Angemessenheit kurzfristige Gefahren aufgezeigt werden, die in den folgenden sechs Monaten auftreten könnten und wahrscheinlich zu einer erheblichen Verschlechterung der Stromversorgung führen. Darüber hinaus führen die regionalen Koordinierungszentren über den Übertragungsnetzbetrieb auch Abschätzungen der Angemessenheit der Ressourcen auf regionaler Ebene durch. Bei diesen Abschätzungen der Angemessenheit handelt es sich um sehr kurzfristige Week-Ahead- bis Day-Ahead- Abschätzungen im Zusammenhang mit dem Netzbetrieb.

(45) Vor der Einführung von Kapazitätsmechanismen sollten die Mitgliedstaaten die regulatorischen Verzerrungen, die zu den jeweiligen Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen beitragen, bewerten. Mitgliedstaaten sollten dazu verpflichtet werden, Maßnahmen zur Beseitigung der festgestellten Verzerrungen zu ergreifen und einen Zeitplan für ihre Umsetzung zu erlassen. Kapazitätsmechanismen sollten nur eingeführt werden, um Probleme in Bezug auf die Angemessenheit anzugehen die nicht durch die Beseitigung solcher Verzerrungen gelöst werden können.

(46) Mitgliedstaaten, die Kapazitätsmechanismen einführen wollen, sollten auf der Grundlage eines transparenten und nachprüfbaren Verfahrens Ziele bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen festlegen. Die Mitgliedstaaten sollten die Möglichkeit haben, das gewünschte Maß an Versorgungssicherheit selbst festzulegen.

(47) Gemäß Artikel 108 AEUV ist ausschließlich die Kommission dafür zuständig, zu überprüfen, ob etwaige von den Mitgliedstaaten vorgesehene staatliche Beihilferegelungen mit dem Binnenmarkt vereinbar sind. Diese Überprüfung erfolgt auf der Grundlage von Artikel 107 Absatz 3 AEUV und entspricht den einschlägigen Bestimmungen und Leitlinien, die die Kommission für diese Zwecke erlassen kann. Diese im AEUV vorgesehene ausschließliche Zuständigkeit der Kommission bleibt von den Bestimmungen dieser Verordnung unberührt.

(48) Bereits bestehende Kapazitätsmechanismen sollten im Lichte dieser Verordnung überprüft werden.

(49) Zur Erleichterung der wirksamen grenzüberschreitenden Beteiligung an Kapazitätsmechanismen sollten in dieser Verordnung ausführliche Vorschriften festgelegt werden. Übertragungsnetzbetreiber sollten die grenzüberschreitende Beteiligung in-

interessierter Erzeuger an Kapazitätsmechanismen in anderen Mitgliedstaaten erleichtern. Daher sollten sie berechnen, bis zu welchen Kapazitäten eine grenzüberschreitende Beteiligung möglich wäre, die Beteiligung ermöglichen und die Verfügbarkeiten prüfen. Die Regulierungsbehörden sollten die für die grenzüberschreitende Beteiligung geltenden Vorschriften in den Mitgliedstaaten durchsetzen.

(50) Kapazitätsmechanismen sollten, bei gleichzeitiger Vermeidung einer Überkompensation, die Versorgungssicherheit gewährleisten. In dieser Hinsicht sollten Kapazitätsmechanismen, die keine strategischen Reserven sind, so ausgestaltet werden, dass der Preis für die Verfügbarkeit automatisch gegen Null geht, wenn davon auszugehen ist, dass der Kapazitätsbedarf mit der Kapazität gedeckt werden kann, die in Abwesenheit eines Kapazitätsmechanismus auf dem Energiemarkt rentabel wäre.

(51) Zur Unterstützung von Mitgliedstaaten und Regionen, die aufgrund der Energiewende vor sozialen, industriellen und wirtschaftlichen Herausforderungen stehen, hat die Kommission eine Initiative für Regionen ins Leben gerufen, die in hohem Maße von Kohle und einer CO₂-intensiven Wirtschaft abhängig sind. In diesem Zusammenhang sollte die Kommission die Mitgliedstaaten unterstützen, soweit verfügbar einschließlich durch gezielte Finanzhilfen, um den „gerechten Übergang“ in diesen Regionen zu ermöglichen.

(52) In Anbetracht der Unterschiede zwischen nationalen Energiesysteme und der technischen Beschränkungen der bestehenden Stromsysteme lassen sich Fortschritte bei der Marktintegration häufig am besten auf regionaler Ebene erzielen. Die regionale Zusammenarbeit zwischen Übertragungsnetzbetreibern sollte daher gestärkt werden. Für eine effiziente Zusammenarbeit sollte mit einem neuen Regulierungsrahmen für eine stärkere regionale Steuerung und Regulierungsaufsicht gesorgt werden, wozu auch die Stärkung der Entscheidungsbefugnis von ACER in Bezug auf grenzüberschreitende Fragen gehört. Auch in Krisensituationen könnte die engere Zusammenarbeit der Mitgliedstaaten erforderlich sein, um die Versorgungssicherheit zu erhöhen und Marktverzerrungen zu begrenzen.

(53) Die Koordinierung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern auf regionaler Ebene wurde mit der obligatorischen Beteiligung der Übertragungsnetzbetreiber an den regionalen Sicherheitskoordinatoren formell geregelt. Die regionale Koordinierung der Übertragungsnetzbetreiber sollte durch einen mit der Einrichtung regionaler Koordinierungszentren verbesserten institutionellen Rahmen ausgebaut werden. Bei der Einrichtung regionaler Koordinierungszentren sollte den bestehenden oder ge-

planten regionalen Koordinierungsinitiativen Rechnung getragen und der immer stärker integrierte Betrieb der Stromsysteme in der gesamten Union unterstützt werden, damit ihre effiziente und sichere Funktionsweise sichergestellt ist. Daher muss sichergestellt werden, dass die Koordinierung der Übertragungsnetzbetreiber unionsweit durch regionale Koordinationszentren erfolgt. Werden die Übertragungsnetzbetreiber einer bestimmten Region nicht von einem bestehenden oder geplanten regionalen Koordinierungszentrum koordiniert, so sollten die Übertragungsnetzbetreiber dieser Region ein regionales Koordinierungszentrum einrichten oder benennen.

(54) Der geografische Zuständigkeitsbereich der regionalen Koordinierungszentren sollte es ihnen ermöglichen, einen wirksamen Beitrag zur überregionalen Koordinierung der Tätigkeiten der Übertragungsnetzbetreiber zu leisten, und sollte mehr Systemsicherheit und Markteffizienz herbeiführen. Die regionalen Koordinierungszentren sollten über die nötige Flexibilität verfügen, um ihre Aufgaben in der Region so wahrnehmen zu können, wie es am ehesten dem Wesen der ihnen im Einzelnen übertragenen Aufgaben entspricht.

(55) Die regionalen Koordinierungszentren sollten Aufgaben ausüben, deren Regionalisierung im Vergleich zur Ausführung der Aufgaben auf nationaler Ebene einen zusätzlichen Nutzen bringt. Zu den Aufgaben der regionalen Koordinierungszentren sollten auch die der regionalen Sicherheitskoordinatoren gemäß der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission¹² sowie zusätzliche Aufgaben im Zusammenhang mit dem Netzbetrieb, dem Marktbetrieb und der Risikovorsorge gehören. Der Echtzeitbetrieb des Stromsystems sollte dagegen nicht zu den Aufgaben der regionalen Koordinierungszentren gehören.

(56) Durch die Ausübung ihrer Aufgaben sollten die regionalen Koordinierungszentren zur Verwirklichung der in der EU-Klima- und Energiepolitik festgesetzten Ziele für 2030 und 2050 beitragen.

(57) Die regionalen Koordinierungszentren sollten in dem jeweiligen Gebiet in erster Linie im Interesse des Netz- und des Marktbetriebs tätig werden. Somit sollten den regionalen Koordinierungszentren für bestimmte Aufgaben die Befugnisse übertragen werden, die zur Koordinierung der von den Übertragungsnetzbetreibern der jeweiligen Netzbetriebsregion zu treffenden Maßnahmen erforderlich sind; bei den ver-

¹² Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (ABl. L 220 vom 25.8.2017, S. 1).

bleibenden Aufgaben sollten sie eine stärker auf die Beratung ausgerichtete Funktion ausüben.

(58) Die personellen, technischen, materiellen und finanziellen Ressourcen der regionalen Koordinierungszentren sollten auf das für die Erfüllung ihrer Aufgaben unbedingt notwendige Maß beschränkt sein.

(59) ENTSO (Strom) sollte dafür sorgen, dass die Maßnahmen der regionalen Koordinierungszentren über die Gebietsgrenzen hinweg koordiniert werden.

(60) Um die Effizienz der Stromverteilernetze in der Union zu steigern und die enge Zusammenarbeit mit den Übertragungsnetzbetreibern und ENTSO (Strom) sicherzustellen, sollte eine Organisation der Verteilernetzbetreiber in der Union (im Folgenden „EU-VNBO“) eingerichtet werden. Die Aufgaben der EU-VNBO sollten genau festgelegt werden, und ihre Arbeitsmethode sollte so konzipiert sein, dass Effizienz und Transparenz sowie die Repräsentativität der EU-VNBO für die Verteilernetzbetreiber der Union sichergestellt sind. Die EU-VNBO sollte bei der Ausarbeitung und Umsetzung der Netzkodizes erforderlichenfalls eng mit ENTSO (Strom) zusammenarbeiten und Leitlinien unter anderem zur Integration der dezentralen Erzeugung und Energiespeicherung in die Verteilernetze oder zu anderen mit dem Management der Verteilernetze zusammenhängenden Bereichen erarbeiten. Die EU-VNBO sollte auch den Eigenheiten von Verteilersystemen Rechnung tragen, die nachgelagert mit Stromsystemen auf Inseln verbunden sind, die nicht über Verbindungsleitungen an andere Stromsysteme angebunden sind.

(61) Es ist eine stärkere Zusammenarbeit und Koordinierung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern erforderlich, um Netzkodizes für die Bereitstellung und die Handhabung des konkreten und transparenten Zugangs zu den Übertragungsnetzen über Grenzen hinweg zu schaffen und eine abgestimmte, ausreichend zukunftsorientierte Planung und solide technische Entwicklung des Übertragungsnetzes in der Union, einschließlich der Schaffung von Verbindungskapazitäten, unter gebührender Berücksichtigung von Umweltschutzaspekten sicherzustellen. Diese Netzkodizes sollten im Einklang sein mit den nicht bindenden Rahmenleitlinien, die von ACER ausgearbeitet wurden. ACER sollte bei der auf tatsächliche Umstände gestützten Prüfung der Entwürfe von Netzkodizes — einschließlich der Frage, ob die Netzkodizes den Rahmenleitlinien entsprechen — mitwirken und diese Netzkodizes der Kommission zur Annahme empfehlen können. ACER sollte geplante Änderungen der Netzkodizes bewerten und diese Änderungen der Kommission zur Annahme empfeh-

len können. Die Übertragungsnetzbetreiber sollten ihre Netze nach diesen Netzkodizes betreiben.

(62) Wie die Erfahrungen bei der Entwicklung und Verabschiedung von Netzkodizes gezeigt haben, ist es sinnvoll, die Entwicklungsverfahren zu straffen, indem klargestellt wird, dass ACER das Recht hat, die Entwürfe der Elektrizitätsnetzkodizes zu überarbeiten, bevor sie der Kommission vorgelegt werden.

(63) Für das reibungslose Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarkts sollten Verfahren vorgesehen werden, nach denen die Kommission Entscheidungen und Leitlinien unter anderem für die Tarifierung und Kapazitätsvergabe erlassen kann und mit denen gleichzeitig die Beteiligung der Regulierungsbehörden an diesem Verfahren sichergestellt wird, was auch durch ihren Verband auf Unionsebene erfolgen kann. Den Regulierungsbehörden kommt, zusammen mit anderen maßgeblichen Behörden der Mitgliedstaaten, im Hinblick auf ihren Beitrag zum reibungslosen Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarkts eine wichtige Aufgabe zu.

(64) Alle Marktteilnehmer haben ein Interesse an der Arbeit, die ENTSO (Strom) leisten soll. Es bedarf daher wirksamer Konsultationen, und vorhandene Einrichtungen, die zur Erleichterung und zur Straffung des Konsultationsprozesses geschaffen wurden, z. B. über die Regulierungsbehörden oder ACER, sollten eine wichtige Funktion übernehmen.

(65) Damit im gesamten Elektrizitätsübertragungsnetz in der Union mehr Transparenz herrscht, sollte ENTSO (Strom) einen nicht bindenden unionsweiten zehnjährigen Netzentwicklungsplan erstellen, veröffentlichen und regelmäßig aktualisieren. In diesem Netzentwicklungsplan sollten realisierbare Elektrizitätsübertragungsnetze und die für den Handel und die Versorgungssicherheit notwendigen regionalen Verbindungsleitungen verzeichnet sein.

(66) Investitionen in neue Großinfrastrukturen sollten stark gefördert werden, wobei es das ordnungsgemäße Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarkts sicherzustellen gilt. Zur Förderung der positiven Wirkung von Gleichstromverbindungsleitungen, für die Ausnahmen gelten, auf den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit sollte das Marktinteresse in der Projektplanungsphase geprüft werden und sollten Regeln für das Engpassmanagement erlassen werden. Befinden sich die Gleichstromverbindungsleitungen in den Hoheitsgebieten mehr als eines Mitgliedstaats, so sollte ACER in letzter Instanz den Antrag auf Gewährung einer Ausnahme bearbeiten, damit seine grenzüberschreitenden Auswirkungen besser berücksichtigt werden und er von der

Verwaltung einfacher bearbeitet werden kann. Wegen des außergewöhnlichen Risikoprofils solcher Großinfrastrukturvorhaben, für die eine Ausnahme gilt, sollten Unternehmen, die Versorgungs- und Erzeugungsinteressen haben, vorübergehend von der vollständigen Anwendung der Entflechtungsvorschriften freigestellt werden können, soweit es um diese Vorhaben geht. Die Ausnahmen gemäß der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates¹³ gelten bis zu dem in der entsprechenden Entscheidung vorgesehenen Ablaufdatum weiter. Offshore-Strominfrastruktur mit Doppelfunktion (sogenannte Offshore-Hybrideinrichtungen), bei denen die Übertragung von Offshore-Windenergie an Land mit Verbindungsleitungen kombiniert wird, sollten ebenfalls ausgenommen werden können, z. B. nach den Vorschriften, die für neue Gleichstromverbindungsleitungen gelten. Bei Bedarf sollte der Regulierungsrahmen den Besonderheiten dieser Einrichtungen gebührend Rechnung tragen, damit Hindernisse für die Verwirklichung von mit Blick auf die Gesellschaft kosteneffizienten Offshore-Hybrideinrichtungen beseitigt werden können.

(67) Zur Stärkung des Vertrauens in den Markt müssen die Marktteilnehmer sicher sein, dass missbräuchliches Verhalten mit wirksamen, verhältnismäßigen und abschreckenden Sanktionen geahndet werden kann. Die zuständigen Behörden sollten die Befugnis erhalten, Fälle von behauptetem Marktmissbrauch wirksam zu untersuchen. Hierzu ist es erforderlich, dass die zuständigen Behörden Zugang zu Daten haben, die Aufschluss über betriebliche Entscheidungen der Versorger geben. Auf dem Elektrizitätsmarkt werden viele wichtige Entscheidungen von den Erzeugern getroffen, die die Informationen zu diesen Entscheidungen den zuständigen Behörden in leicht zugänglicher Form für einen bestimmten Zeitraum zur Verfügung halten sollten. Außerdem sollten die zuständigen Behörden regelmäßig beobachten, ob die Übertragungsnetzbetreiber die Regeln einhalten. Kleine Erzeuger, denen es tatsächlich unmöglich ist, Marktverzerrungen herbeizuführen, sollten von dieser Verpflichtung ausgenommen werden.

(68) Die Mitgliedstaaten und die zuständigen Behörden sollten dazu verpflichtet sein, der Kommission maßgebliche Informationen bereitzustellen. Diese Informationen sollten von der Kommission vertraulich behandelt werden. Soweit erforderlich, sollte

¹³ Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (ABl. L 176 vom 15.7.2003, S. 1).

die Kommission die Möglichkeit haben, maßgebliche Informationen unmittelbar von den betroffenen Unternehmen anzufordern, sofern die zuständigen Behörden informiert sind.

(69) Die Mitgliedstaaten sollten festlegen, welche Sanktionen bei einem Verstoß gegen diese Verordnung zu verhängen sind, und für ihre Durchsetzung sorgen. Die Sanktionen sollten wirksam, verhältnismäßig und abschreckend sein.

(70) Die Mitgliedstaaten, die Vertragsparteien der Energiegemeinschaft und weitere Drittländer, die diese Verordnung anwenden oder die Teil des Synchrongebiet Kontinentaleuropa sind, sollten in allen Angelegenheiten zur Entwicklung einer integrierten Stromhandelsregion eng zusammenarbeiten und keine Maßnahmen ergreifen, durch die die weitere Integration der Strommärkte oder die Versorgungssicherheit der Mitgliedstaaten und der Vertragsparteien gefährdet wird.

(71) Zum Zeitpunkt der Annahme der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 gab es auf Unionsebene nur wenige Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. Der Unionsbinnenmarkt ist seither aufgrund des grundlegenden Wandels, der sich insbesondere angesichts des Einsatzes der Erzeugung fluktuierender erneuerbarer Elektrizität auf den Märkten vollzieht, viel komplexer geworden. Die Netzkodizes und die Leitlinien sind daher umfangreich und umfassend geworden, und beinhalten sowohl technische als auch allgemeine Aspekte.

(72) Um das für das reibungslose Funktionieren des Marktes erforderliche Mindestmaß an Harmonisierung sicherzustellen, sollte der Kommission die Befugnis übertragen werden, gemäß Artikel 290 AEUV Rechtsakte zu nicht wesentlichen Bestandteilen bestimmter spezifischer Bereiche, die für die Marktintegration besonders wichtig sind, zu erlassen. Zu diesen Rechtsakten sollten jene zu der Annahme und Änderung bestimmter Netzkodizes und Leitlinien, soweit sie diese Verordnung ergänzen, der regionalen Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber und Regulierungsbehörden, den Ausgleichszahlungen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der Anwendung von Ausnahmebestimmungen für neue Verbindungsleitungen gehören. Es ist von besonderer Bedeutung, dass die Kommission im Zuge ihrer Vorbereitungsarbeit angemessene Konsultationen, auch auf der Ebene von Sachverständigen, durchführt, die mit den Grundsätzen in Einklang stehen, die in der Interinstitutionellen Vereinbarung vom 13. April 2016 über bessere Rechtsetzung¹⁴ niedergelegt

¹⁴ ABl. L 123 vom 12.5.2016, S. 1.

wurden. Um insbesondere für eine gleichberechtigte Beteiligung an der Vorbereitung delegierter Rechtsakte zu sorgen, erhalten das Europäische Parlament und der Rat alle Dokumente zur gleichen Zeit wie die Sachverständigen der Mitgliedstaaten, und ihre Sachverständigen haben systematisch Zugang zu den Sitzungen der Sachverständigengruppen der Kommission, die mit der Vorbereitung der delegierten Rechtsakte befasst sind.

(73) Zur Gewährleistung einheitlicher Bedingungen für die Durchführung der vorliegenden Verordnung sollten der Kommission Durchführungsbefugnisse gemäß Artikel 291 AEUV übertragen werden. Diese Befugnisse sollten im Einklang mit der Verordnung (EU) Nr. 182/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates¹⁵ ausgeübt werden. Für den Erlass dieser Durchführungsrechtsakte sollte das Prüfverfahren angewendet werden.

(74) Da das Ziel der Verordnung, nämlich die Schaffung eines harmonisierten Rahmens für den grenzüberschreitenden Stromhandel, von den Mitgliedstaaten nicht ausreichend verwirklicht werden kann, sondern vielmehr wegen ihres Umfangs und ihrer Wirkungen auf Unionsebene besser zu verwirklichen ist, kann die Union im Einklang mit dem in Artikel 5 des Vertrags über die Europäische Union verankerten Subsidiaritätsprinzip tätig werden. Entsprechend dem in demselben Artikel genannten Grundsatz der Verhältnismäßigkeit geht diese Verordnung nicht über das für die Verwirklichung dieses Ziels erforderliche Maß hinaus.

(75) Aus Gründen der Kohärenz und der Rechtssicherheit sollte keine Bestimmung dieser Verordnung der Anwendung der Freistellungen nach Artikel 66 der Richtlinie (EU) 2019/944 entgegenstehen —

haben folgende Verordnung erlassen:

¹⁵ Verordnung (EU) Nr. 182/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. Februar 2011 zur Festlegung der allgemeinen Regeln und Grundsätze, nach denen die Mitgliedstaaten die Wahrnehmung der Durchführungsbefugnisse durch die Kommission kontrollieren (ABl. L 55 vom 28.2.2011, S. 13).

Kapitel I Gegenstand, Anwendungsbereich Und Begriffsbestimmungen

Artikel 1 Gegenstand und Anwendungsbereich

Ziel dieser Verordnung ist

- a) die Festlegung der Grundlagen für eine effiziente Verwirklichung der Ziele der Energieunion und insbesondere des Rahmens für die Klima- und Energiepolitik bis 2030 durch das Aussenden von Marktsignalen für größere Effizienz und einen höheren Anteil erneuerbarer Energiequellen sowie für Versorgungssicherheit, Flexibilität, Nachhaltigkeit, Dekarbonisierung und Innovation;
- b) die Festlegung von Grundsätzen für gut funktionierende, integrierte Elektrizitätsmärkte, die allen Ressourcenanbieter und Stromkunden diskriminierungsfreien Marktzugang ermöglichen, die Position der Verbraucher stärken, Wettbewerbsfähigkeit auf dem Weltmarkt, Laststeuerung, Energiespeicherung und Energieeffizienz sicherstellen und die Aggregation von dezentralem Angebot und dezentraler Nachfrage erleichtern und die Marktintegration und die Integration verschiedener Sektoren sowie eine marktbasierte Vergütung für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen ermöglichen;
- c) die Festlegung gerechter Regeln für den grenzüberschreitenden Stromhandel und somit eine Verbesserung des Wettbewerbs auf dem Elektrizitätsbinnenmarkt unter Berücksichtigung der besonderen Merkmale nationaler und regionaler Märkte, einschließlich der Schaffung eines Ausgleichsmechanismus für grenzüberschreitende Stromflüsse, der Festlegung harmonisierter Grundsätze für die Entgelte für die grenzüberschreitende Übertragung und der Vergabe der auf den Verbindungsleitungen zwischen nationalen Übertragungsnetzen verfügbaren Kapazitäten;
- d) die Erleichterung der Herausbildung eines gut funktionierenden und transparenten Großhandelsmarkts, der zu einem hohen Maß an Stromversorgungssicherheit beiträgt und die Bereitstellung von Mechanismen zur Harmonisierung der Regeln für den grenzüberschreitenden Stromhandel.

Artikel 2 Begriffsbestimmungen

Es gelten die folgenden Begriffsbestimmungen:

1. „Verbindungsleitung“ bezeichnet eine Übertragungsleitung, die eine Grenze zwischen Mitgliedstaaten überquert oder überspannt und die nationalen Übertragungsnetze der Mitgliedstaaten verbindet;
2. „Regulierungsbehörde“ bezeichnet die nach Maßgabe von Artikel 57 Absatz 1 der Richtlinie (EU) 2019/944 von jedem Mitgliedstaat benannte Regulierungsbehörde;
3. „grenzüberschreitender Stromfluss“ bezeichnet das physikalische Durchströmen einer Menge elektrischer Energie durch ein Übertragungsnetz eines Mitgliedstaats aufgrund der Auswirkungen der Tätigkeit von Erzeugern oder Kunden oder beiden außerhalb dieses Mitgliedstaats auf dessen Übertragungsnetz;
4. „Engpass“ bezeichnet eine Situation, in der nicht allen Ersuchen von Marktteilnehmern auf Handel zwischen Netzbereichen nachgekommen werden kann, weil sie erhebliche Auswirkungen auf die physikalischen Stromflüsse in Netzelementen hätten, die diese Stromflüsse nicht bewältigen können;
5. „neue Verbindungsleitung“ bezeichnet eine Verbindungsleitung, die nicht bis zum 4. August 2003 fertiggestellt war;
6. „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 Stromsystems häufig wiederauftritt;
7. „Marktbetreiber“ bezeichnet eine Funktionseinheit, die eine Dienstleistung erbringt, mit der die Ankaufs- und Verkaufsangebote für Elektrizität aufeinander abgestimmt werden;
8. „nominierter Strommarktbetreiber“ oder „NEMO“ bezeichnet einen Marktbetreiber, der von der zuständigen Behörde für die Ausübung von Aufgaben im Zusammenhang mit der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung oder der einheitlichen Intraday-Marktkopplung benannt wurde;
9. „Wert der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung“ bezeichnet eine Schätzung des Strompreises in EUR/MWh, den die Kunden

höchstens zu zahlen bereit sind, um einen Ausfall der Stromversorgung abzuwenden;

10. „Systemausgleich“ bezeichnet alle Handlungen und Verfahren über alle Zeiträume hinweg, mit denen die Übertragungsnetzbetreiber kontinuierlich dafür sorgen, dass die Netzfrequenz in einem vorbestimmten Stabilitätsbereich bleibt und die Menge der für die erforderliche Qualität benötigten Reserven eingehalten wird;
11. „Regelarbeit“ bezeichnet die von den Übertragungsnetzbetreibern für den Systemausgleich eingesetzte Energie;
12. „Regelreserveanbieter“ bezeichnet einen Marktteilnehmer, der Regelarbeit und/oder Regelleistung für Übertragungsnetzbetreiber bereitstellt;
13. „Regelleistung“ bezeichnet das Volumen der Kapazität, zu dessen Bereithaltung sich ein Regelenergiedienstleister verpflichtet hat und in Bezug auf das er sich verpflichtet hat, während der Vertragslaufzeit Gebote für ein entsprechendes Regelenergievolumen an den Übertragungsnetzbetreiber abzugeben;
14. „Bilanzkreisverantwortlicher“ bezeichnet einen Marktteilnehmer oder dessen von ihm gewählten Vertreter, der für dessen Bilanzkreisabweichungen im Strommarkt verantwortlich ist;
15. „Bilanzkreisabrechnungszeitintervall“ bezeichnet den Zeitraum, für den die Bilanzkreisabweichung der Bilanzkreisverantwortlichen berechnet wird;
16. „Ausgleichsenergiepreis“ bezeichnet den positiven, negativen oder null betragenden Preis in einem Bilanzkreisabrechnungszeitintervall für eine Bilanzkreisabweichung in jeder Richtung;
17. „Geltungsbereich des Ausgleichsenergiepreises“ bezeichnet das Gebiet, für das ein Ausgleichsenergiepreis berechnet wird;
18. „Präqualifikationsverfahren“ bezeichnet das Verfahren zur Überprüfung, ob ein Regelenergiedienstleister die Anforderungen der Übertragungsnetzbetreiber erfüllt;
19. „Reservekapazität“ bezeichnet die Menge der Frequenzhaltungsreserven, Frequenzwiederherstellungsreserven oder Ersatzreserven, die dem Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung stehen müssen;

20. „vorrangiger Dispatch“ bezeichnet im Zusammenhang mit dem Self-Dispatch-Modell den Einsatz von Kraftwerken auf der Grundlage anderer Kriterien als der wirtschaftlichen Reihung der Gebote, und, im Zusammenhang mit dem zentralen Dispatch-Modell, den Einsatz von Kraftwerken auf der Grundlage anderer Kriterien als der wirtschaftlichen Reihung der Gebote und der Netzbeschränkungen, wobei dem Einsatz bestimmter Erzeugungstechnologien Vorrang eingeräumt wird;
21. „Kapazitätsberechnungsregion“ bezeichnet das geografische Gebiet, in dem die koordinierte Kapazitätsberechnung vorgenommen wird;
22. „Kapazitätsmechanismus“ bezeichnet eine vorübergehende Maßnahme zur Erreichung des notwendigen Maßes an Angemessenheit der Ressourcen, in deren Rahmen Ressourcen für ihre Verfügbarkeit vergütet werden, mit Ausnahme von Systemdienstleistungen betreffenden Maßnahmen oder Engpassmanagement;
23. „hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung“ bezeichnet die Kraft-Wärme-Kopplung, die den Kriterien in Anhang II der Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates¹⁶ entspricht;
24. „Demonstrationsvorhaben“ bezeichnet ein Vorhaben, das eine in der Union völlig neuen Technologie („first of its kind“) demonstriert, die eine wesentliche, weit über den Stand der Technik hinausgehende Innovation darstellt;
25. „Marktteilnehmer“ bezeichnet eine natürliche oder juristische Person, die Elektrizität kauft, verkauft oder erzeugt, sich mit Aggregation beschäftigt oder Leistungen im Bereich der Laststeuerung oder der Speicherung betreibt, was die Erteilung von Handelsaufträgen in einem oder mehreren Elektrizitätsmärkten einschließlich der Regelarbeitsmärkte umfasst;
26. „Redispatch“ bezeichnet eine Maßnahme, einschließlich einer Einschränkung, die von einem oder mehreren Übertragungs- oder Verteilernetzbetreibern durch die Veränderung des Erzeugungs- oder des Lastmusters oder von beidem aktiviert wird, um die physikalischen Lastflüsse im Stromsystem

¹⁶ Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG (ABl. L 315 vom 14.11.2012, S. 1).

zu ändern und physikalische Engpässe zu mindern oder anderweitig für Systemsicherheit zu sorgen;

27. „Countertrading“ bezeichnet einen zonenübergreifenden Austausch zwischen zwei Gebotszonen, der von den Netzbetreibern zur Minderung physikalischer Engpässe initiiert wird;
28. „Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung“ bezeichnet eine Einrichtung, die Primärenergie in elektrische Energie umwandelt und eine oder mehrere mit einem Netz verbundene Stromerzeugungsanlagen umfasst;
29. „zentrales Dispatch-Modell“ bezeichnet ein Fahrplanerstellungs- und Dispatch-Modell, bei dem die Erzeugungs- und Verbrauchsfahrpläne sowie die Einsatzplanung für Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung und Verbrauchsanlagen — was regelbare Anlagen betrifft — von einem Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des integrierten Fahrplanerstellungsverfahrens bestimmt werden;
30. „Self-Dispatch-Modell“ bezeichnet ein Fahrplanerstellungs- und Dispatch-Modell, bei dem die Erzeugungs- und Verbrauchsfahrpläne sowie die Einsatzplanung für Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung und Verbrauchsanlagen von den Scheduling Agenten dieser Einrichtungen bestimmt werden;
31. „Standard-Regelreserveprodukt“ bezeichnet ein von allen Übertragungsnetzbetreibern für den Austausch von Regelreserve definiertes harmonisiertes Regelreserveprodukt;
32. „spezifisches Regelreserveprodukt“ bezeichnet ein Regelreserveprodukt, bei dem es sich nicht um ein Standard-Regelreserveprodukt handelt;
33. „delegierter Betreiber“ bezeichnet eine Einrichtung, der spezifische Aufgaben und Pflichten, mit denen nach Maßgabe dieser Verordnung oder anderer Rechtsakte der Union ein Übertragungsnetzbetreiber oder ein nominierter Strommarktbetreiber betraut wurde, von diesem Übertragungsnetzbetreiber oder NEMO übertragen oder von einem Mitgliedstaat oder einer Regulierungsbehörde zugewiesen wurden;
34. „Kunde“ bezeichnet einen Kunden im Sinne von Artikel 2 Nummer 1 der Richtlinie (EU) 2019/944;
35. „Endkunde“ bezeichnet einen Endkunden im Sinne von Artikel 2 Nummer 3 der Richtlinie (EU) 2019/944;

36. „Großhändler“ bezeichnet einen Großhändler im Sinne von Artikel 2 Nummer 2 der Richtlinie (EU) 2019/944;
37. „Haushaltskunde“ bezeichnet einen Haushaltskunden im Sinne von Artikel 2 Nummer 4 der Richtlinie (EU) 2019/944;
38. „Kleinunternehmen“ bezeichnet ein Kleinunternehmen im Sinne von Artikel 2 Nummer 7 der Richtlinie (EU) 2019/944;
39. „aktiver Kunde“ bezeichnet einen aktiven Kunden im Sinne von Artikel 2 Nummer 8 der Richtlinie (EU) 2019/944;
40. „Elektrizitätsmärkte“ bezeichnet Elektrizitätsmärkte im Sinne von Artikel 2 Nummer 9 der Richtlinie (EU) 2019/944;
41. „Versorgung“ bezeichnet Versorgung im Sinne von Artikel 2 Nummer 12 der Richtlinie (EU) 2019/944;
42. „Elektrizitätsversorgungsvertrag“ bezeichnet einen Elektrizitätsversorgungsvertrag im Sinne von Artikel 2 Nummer 13 der Richtlinie (EU) 2019/944;
43. „Aggregierung“ bezeichnet Aggregierung im Sinne von Artikel 2 Nummer 18 der Richtlinie (EU) 2019/944;
44. „Laststeuerung“ bezeichnet Laststeuerung im Sinne von Artikel 2 Nummer 20 der Richtlinie (EU) 2019/944.;
45. „intelligentes Messsystem“ bezeichnet ein intelligentes Verbrauchserfassungssystem im Sinne von Artikel 2 Nummer 23 der Richtlinie (EU) 2019/944;
46. „Interoperabilität“ bezeichnet Interoperabilität im Sinne von Artikel 24 Nummer 2 der Richtlinie (EU) 2019/944;
47. „Verteilung“ bezeichnet Verteilung im Sinne von Artikel 2 Nummer 28 der Richtlinie (EU) 2019/944;
48. „Verteilernetzbetreiber“ bezeichnet einen Verteilernetzbetreiber im Sinne von Artikel 2 Nummer 29 der Richtlinie (EU) 2019/944;
49. „Energieeffizienz“ bezeichnet Energieeffizienz im Sinne von Artikel 2 Nummer 30 der Richtlinie (EU) 2019/944;
50. „Energie aus erneuerbaren Quellen“ oder „erneuerbare Energie“ bezeichnet Energie aus erneuerbaren Quellen im Sinne von Artikel 2 Nummer 31 der Richtlinie (EU) 2019/944;

51. „verteilte Erzeugung“ bezeichnet verteilte Erzeugung im Sinne von Artikel 2 Nummer 32 der Richtlinie (EU) 2019/944;
52. „Übertragung“ bezeichnet Übertragung im Sinne von Artikel 2 Nummer 34 der Richtlinie (EU) 2019/944;
53. „Übertragungsnetzbetreiber“ bezeichnet einen Übertragungsnetzbetreiber im Sinne von Artikel 2 Nummer 35 der Richtlinie (EU) 2019/944;
54. „Netzbenutzer“ bezeichnet einen Netzbenutzer im Sinne von Artikel 2 Nummer 36 der Richtlinie (EU) 2019/944;
55. „Erzeugung“ bezeichnet Erzeugung im Sinne von Artikel 2 Nummer 37 der Richtlinie (EU) 2019/944;
56. „Erzeuger“ bezeichnet einen Erzeuger im Sinne von Artikel 2 Nummer 38 der Richtlinie (EU) 2019/944;
57. „Verbundnetz“ bezeichnet ein Verbundnetz im Sinne von Artikel 2 Nummer 40 der Richtlinie (EU) 2019/944;
58. „kleines, isoliertes Netz“ bezeichnet ein kleines, isoliertes Netz im Sinne von Artikel 2 Nummer 42 der Richtlinie (EU) 2019/944;
59. „kleines Verbundnetz“ bezeichnet ein kleines Verbundnetz im Sinne von Artikel 2 Nummer 43 der Richtlinie (EU) 2019/944;
60. „Systemdienstleistung“ bezeichnet eine Systemdienstleistung im Sinne von Artikel 2 Nummer 48 der Richtlinie (EU) 2019/944;
61. „nicht frequenzgebundene Systemdienstleistung“ bezeichnet eine nicht frequenzgebundene Systemdienstleistung im Sinne von Artikel 2 Nummer 49 der Richtlinie (EU) 2019/944;
62. „Energiespeicherung“ bezeichnet Energiespeicherung im Sinne von Artikel 2 Nummer 59 der Richtlinie (EU) 2019/944;
63. „regionales Koordinierungszentrum“ bezeichnet ein regionales Koordinierungszentrum im Sinne des Artikel 35 dieser Verordnung;

64. „Energiegroßhandelsmarkt“ bezeichnet einen Energiegroßhandelsmarkt im Sinne von Artikel 2 Nummer 6 der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates¹⁷;
65. „Gebotszone“ bezeichnet das größte geografische Gebiet, in dem Marktteilnehmer ohne Kapazitätsvergabe Energie austauschen können;
66. „Kapazitätsvergabe“ bezeichnet die Zuweisung zonenübergreifender Kapazität;
67. „Regelzone“ bezeichnet einen von einem einzigen Übertragungsnetzbetreiber betriebenen zusammenhängenden Teil des Verbundnetzes und umfasst angeschlossene physikalische Lasten und/oder gegebenenfalls Erzeugungseinheiten;
68. „koordinierte Nettoübertragungskapazität“ bezeichnet eine Kapazitätsberechnungsmethode, die auf dem Grundsatz beruht, dass ein maximaler Austausch von Energie zwischen angrenzenden Gebotszonen ex ante geprüft und festgelegt wird;
69. „kritisches Netzelement“ bezeichnet ein Netzelement entweder innerhalb einer Gebotszone oder zwischen Gebotszonen, das bei der Kapazitätsberechnung berücksichtigt wird und die Strommenge, die ausgetauscht werden kann, begrenzt;
70. „zonenübergreifende Kapazität“ bezeichnet die Fähigkeit des Verbundnetzes, einen Energietransfer zwischen den Gebotszonen zu ermöglichen;
71. „Erzeugungseinheit“ bezeichnet eine einzelne Stromerzeugungseinheit, die zu einer Produktionseinheit gehört.

Kapitel II Allgemeine Vorschriften für den Elektrizitätsmarkt

Artikel 3 Grundsätze für den Betrieb der Elektrizitätsmärkte

Die Mitgliedstaaten, die Regulierungsbehörden, die Übertragungsnetzbetreiber, die Verteilernetzbetreiber, die Marktbetreiber und die delegierten Betreiber sorgen dafür,

¹⁷ Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (ABl. L 326 vom 8.12.2011, S. 1).

dass die Elektrizitätsmärkte nach den folgenden Grundsätzen betrieben werden:

- a) Preise werden auf der Grundlage von Angebot und Nachfrage gebildet.
- b) Die Marktvorschriften begünstigen die freie Preisbildung und vermeiden Maßnahmen, mit denen eine Preisbildung auf der Grundlage von Angebot und Nachfrage verhindert wird.
- c) Die Marktvorschriften erleichtern die Heranbildung flexiblerer Erzeugung, nachhaltiger Erzeugung mit geringen CO₂-Emissionen und flexiblerer Nachfrage.
- d) Den Kunden wird es ermöglicht, von den Marktchancen und dem erhöhten Wettbewerb auf den Endkundenmärkten zu profitieren, und sie werden in die Lage versetzt, als Marktteilnehmer am Energiemarkt und der Energiewende mitzuwirken.
- e) Die Marktbeteiligung von Endkunden und Kleinunternehmen wird, in Einklang mit dem Wettbewerbsrecht der Union, durch die Aggregation der Erzeugung mehrerer Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung oder der Last mehrerer Laststeuerungsanlagen ermöglicht, um auf dem Elektrizitätsmarkt Elektrizität gemeinsam anzubieten und die Anlagen im Stromsystem gemeinsam zu betreiben.
- f) Die Marktvorschriften ermöglichen die Dekarbonisierung des Stromsystems und somit der Wirtschaft, einschließlich durch die Integration von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen und die Schaffung von Anreizen für Energieeffizienz.
- g) Die Marktvorschriften bieten geeignete Investitionsanreize, damit Erzeugung, insbesondere langfristige Investitionen in ein dekarbonisiertes und nachhaltiges Stromsystem, Energiespeicherung, Energieeffizienz und Laststeuerung den Erfordernissen des Marktes Rechnung tragen, ermöglichen lauterer Wettbewerb und gewährleisten damit Versorgungssicherheit.
- h) Hindernisse für grenzüberschreitende Stromflüsse zwischen Gebotszonen oder Mitgliedstaaten und grenzüberschreitende Transaktionen auf den Elektrizitätsmärkten und die mit ihnen verbundenen Dienstleistungsmärkte sind schrittweise zu beseitigen.

- i) Die Marktvorschriften ermöglichen die regionale Zusammenarbeit dort, wo diese sinnvoll ist.
- j) Die sichere und nachhaltige Erzeugung sowie Energiespeicherung und Laststeuerung nehmen gemäß den Anforderungen des Unionsrechts gleichberechtigt am Markt teil.
- k) Alle Erzeuger sind direkt oder indirekt für den Verkauf der von ihnen erzeugten Elektrizität verantwortlich.
- l) Die Marktvorschriften ermöglichen die Entwicklung von Demonstrationsvorhaben zu nachhaltigen und sicheren Energiequellen, -technologien oder -systemen mit geringen CO₂-Emissionen, die verwirklicht und zum Wohle der Gesellschaft genutzt werden.
- m) Die Marktvorschriften ermöglichen den Dispatch von Erzeugungsanlagen, Energiespeicherung und Laststeuerung.
- n) Die Marktvorschriften ermöglichen den Markteintritt und -austritt von Stromerzeugungs-, Energiespeicherungs- und Stromversorgungsunternehmen auf der Grundlage der von ihnen durchgeführten Bewertung der wirtschaftlichen und finanziellen Tragfähigkeit ihrer Tätigkeit.
- o) Damit sich die Marktteilnehmer marktbasiert gegen Preisschwankungsrisiken wappnen können und Unsicherheiten hinsichtlich künftiger Investitionsrenditen abgeschwächt werden, dürfen langfristige Absicherungsmöglichkeiten auf transparente Weise an den Börsen gehandelt und langfristige Lieferverträge außerbörslich ausgehandelt werden, wobei das Wettbewerbsrecht der Union einzuhalten ist.
- p) Die Marktvorschriften erleichtern den unionsweiten Handel mit Produkten und bei Änderungen des Regelungsrahmens muss den Auswirkungen auf sowohl kurzfristige als auch langfristige Terminmärkte und -produkte Rechnung getragen werden.
- q) Marktteilnehmer haben Anspruch darauf, Zugang zu Übertragungs- und Verteilungsnetzen auf der Grundlage objektiver, transparenter und diskriminierungsfreier Bedingungen zu erlangen.

Artikel 4 Gerechter Übergang

Die Kommission unterstützt mit allen zur Verfügung stehenden Mitteln Mitgliedstaaten, die eine nationale Strategie zur schrittweise vorgenommenen Verringerung der vorhandenen Kapazitäten für die Erzeugung von Energie aus Kohle und anderen festen fossilen Brennstoffen sowie des Abbaus dieser Brennstoffe einführen, um den „gerechten Übergang“ in vom Strukturwandel betroffenen Regionen zu ermöglichen. Die Kommission unterstützt die Mitgliedstaaten dabei, die sozialen und wirtschaftlichen Auswirkungen der Umstellung auf saubere Energie anzugehen.

Die Kommission arbeitet eng und partnerschaftlich mit den Interessenträgern in Regionen, die in hohem Maße von Kohle und einer CO₂-intensiven Wirtschaft abhängig sind, zusammen, erleichtert den Zugang zu verfügbaren Mitteln und Programmen sowie deren Nutzung, und fördert den Austausch über bewährte Verfahren, wozu auch Gespräche über Fahrpläne für die Industrie und über den Umschulungsbedarf zählen.

Artikel 5 Bilanzkreisverantwortung

(1) Alle Marktteilnehmer sind für die von ihnen im System verursachten Bilanzkreisabweichungen verantwortlich (im Folgenden „Bilanzkreisverantwortung“). Zu diesem Zweck sind die Marktteilnehmer entweder Bilanzkreisverantwortliche, oder sie übertragen ihre Verantwortung mit einem Vertrag an einen Bilanzkreisverantwortlichen ihrer Wahl. Jeder Bilanzkreisverantwortliche trägt die finanzielle Verantwortung für seine Bilanzkreisabweichungen und bemüht sich, den eigenen Bilanzkreis auszugleichen oder dazu beizutragen, das Stromsystem auszugleichen.

(2) Die Mitgliedstaaten können Freistellungen von der Bilanzkreisverantwortung vorsehen, jedoch ausschließlich für:

- a) Demonstrationsvorhaben für innovative Technologien, vorbehaltlich der Genehmigung durch die Regulierungsbehörde, sofern diese Freistellungen auf den Zeitraum und den Umfang begrenzt sind, die zur Verwirklichung der Demonstrationszwecke erforderlich sind.
- b) Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden und die eine installierte Stromerzeugungskapazität von weniger als 400 kW haben.

- c) Anlagen, die mit Genehmigung der Kommission nach den Unionsvorschriften über staatliche Beihilfen gemäß den Artikeln 107, 108 und 109 AEUV gefördert werden und vor dem 4. Juli 2019 in Betrieb genommen wurden.

Unbeschadet der Artikel 107 und 108 AEUV können die Mitgliedstaaten Marktteilnehmern, die vollständig oder teilweise von der Bilanzkreisverantwortung ausgenommen sind, Anreize bieten, damit diese die vollständige Bilanzkreisverantwortung übernehmen.

(3) Sieht ein Mitgliedstaat eine Freistellung nach Absatz 2 vor, stellt er sicher, dass ein anderer Marktteilnehmer die finanzielle Verantwortung für Bilanzkreisabweichungen übernimmt.

(4) Was ab dem 1. Januar 2026 in Betrieb genommene Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung anbelangt, so gilt Absatz 2 Buchstabe b nur für Erzeugungseinrichtungen, in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden, die eine installierte Stromerzeugungskapazität von weniger als 200 kW haben.

Artikel 6 Regelreservemarkt

(1) Die Regelreservemärkte einschließlich der Präqualifikationsverfahren werden so organisiert, dass

- a) jedwede Diskriminierung einzelner Marktteilnehmer unter Berücksichtigung der unterschiedlichen technischen Bedürfnisse des Stromsystems und der unterschiedlichen technischen Fähigkeiten von Stromerzeugungsquellen, Energiespeicherung und Laststeuerung verhindert wird,
- b) die transparente und technologie neutrale Definition der Dienstleistungen und ihre transparente, marktbasierte Beschaffung sichergestellt wird,
- c) allen Marktteilnehmern, auch denjenigen, die aus Elektrizität aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen sowie Laststeuerung und Speicherung anbieten, entweder einzeln oder durch Aggregation diskriminierungsfreier Zugang gewährt wird,
- d) sie dem Umstand Rechnung tragen, dass immer größere Anteile fluktuierender Erzeugung, höhere Nachfrageflexibilität und die Entwicklung neuer Technologien bewältigt werden müssen.

(2) Der Regelarbeitspreis darf nicht vorab in einem Vertrag über die Bereitstellung von Regelleistung festgelegt werden. Die Beschaffungsverfahren sind transparent gemäß Artikel 40 Absatz 4 der Richtlinie (EU) 2019/944 und wahren zugleich die Ver-

traulichkeit von Geschäftsinformationen.

(3) Regelreservemärkte sorgen für Betriebssicherheit und ermöglichen gleichzeitig die maximale Nutzung und effiziente Zuweisung zonenübergreifender Kapazität für alle Zeitbereiche gemäß Artikel 17.

(4) Die Abrechnung von Regelarbeit beruht bei Standard-Regelreserveprodukten und spezifischen Regelreserveprodukten auf dem Grenzpreisverfahren, es sei denn, alle Regulierungsbehörden genehmigen eine alternative Preisberechnungsmethode auf der Grundlage eines gemeinsamen Vorschlags aller Übertragungsnetzbetreiber nach Vorlage einer Analyse, aus der hervorgeht, dass diese alternative Preisberechnungsmethode effizienter ist.

Die Marktteilnehmer dürfen Gebote möglichst echtzeitnah abgeben, und der Zeitpunkt der Schließung des Regelarbeitsmarkts darf nicht vor dem Zeitpunkt der Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes liegen.

Übertragungsnetzbetreiber, die ein zentrales Dispatch-Modell anwenden, dürfen weitere Regeln in Einklang mit der gemäß Artikel 6 Absatz 11 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem einführen.

(5) Bilanzkreisabweichungen werden zu einem Preis abgerechnet, der dem Echtzeitwert der Energie Rechnung trägt.

(6) Jeder Geltungsbereich des Ausgleichsenergiepreises entspricht einer Gebotszone, außer in einem zentralen Dispatch-Modell, in dem der Geltungsbereich des Ausgleichsenergiepreises Teil einer Gebotszone sein kann.

(7) Die Dimensionierung der Reservekapazität wird von den Übertragungsnetzbetreibern vorgenommen und auf regionaler Ebene erleichtert.

(8) Die Beschaffung der Regelleistung wird von den Übertragungsnetzbetreibern vorgenommen und darf auf regionaler Ebene erleichtert werden. Die Reservierung grenzüberschreitender Kapazität zu diesem Zweck kann begrenzt werden. Gemäß Artikel 40 Absatz 4 der Richtlinie (EU) 2019/944 erfolgt die Beschaffung der Regelleistung marktbasiert und ist so organisiert, dass es zu keiner Diskriminierung zwischen den einzeln oder durch Aggregation am Präqualifikationsverfahren teilnehmenden Marktteilnehmern kommt.

Bei der Beschaffung von Regelleistung wird ein Primärmarkt zugrunde gelegt, sofern und soweit die Regulierungsbehörde nicht eine Freistellung vorsieht, um aufgrund mangelnden Wettbewerbs auf dem Markt für Regelreserve andere Formen der

marktbasierten Beschaffung zuzulassen. Freistellungen von der Verpflichtung, die Nutzung der Primärmärkte der Beschaffung von Regelleistung zugrunde zu legen, werden alle drei Jahre überprüft.

(9) Regelleistung für die Aufwärts- und Abwärtsregelung wird getrennt beschafft' es sei denn, die Regulierungsbehörde genehmigt eine Freistellung von diesem Grundsatz, wenn eine vom Übertragungsnetzbetreiber durchgeführte Beurteilung nachweist, dass sich durch ein solches Vorgehen die wirtschaftliche Effizienz steigern ließe. Der Abschluss eines Regelleistungsvertrags darf nicht mehr als einen Tag vor der Bereitstellung der Regelleistung erfolgen, und die Vertragslaufzeit darf höchstens einen Tag betragen, sofern und soweit die Regulierungsbehörde nicht frühere Vertragsabschlüsse oder längere Vertragszeiträume zur Wahrung der Versorgungssicherheit oder zur Verbesserung der wirtschaftlichen Effizienz genehmigt hat.

Wenn eine Freistellung gewährt wird, darf für zumindest 40 % der Standard-Regelreserveprodukte und mindestens 30 % aller Produkte, die für die Regelleistung verwendet werden, der Regelleistungsvertrag nicht mehr als einen Tag vor der Bereitstellung der Regelleistung abgeschlossen werden, und die Vertragslaufzeit darf nicht mehr als einen Tag betragen. Der Vertrag über den verbleibenden Regelleistungsanteil darf höchstens einen Monat vor der Bereitstellung der Regelleistung geschlossen werden, und die Vertragslaufzeit darf höchstens einen Monat betragen.

(10) Auf Antrag des Übertragungsnetzbetreibers kann die Regulierungsbehörde beschließen, die in Absatz 9 genannte Vertragslaufzeit für den verbleibenden Regelleistungsanteil auf höchstens zwölf Monate zu verlängern, sofern eine derartige Entscheidung zeitlich begrenzt ist und der Vorteil der Kostensenkung für Endkunden den Nachteil der Beeinträchtigung des Marktes überwiegt. Dieser Antrag enthält

- a) den bestimmten Zeitraum, in dem die Ausnahme gelten soll,
- b) das bestimmte Volumen der Regelleistung, für das die Ausnahme gelten soll,
- c) eine Analyse der Auswirkung der Ausnahme auf die Beteiligung von Regelreserveressourcen und
- d) den Nachweis, dass sich durch eine derartige Ausnahme die Kosten für die Endkunden senken ließen.

(11) Ungeachtet Absatz 10 dürfen die Vertragslaufzeiten ab dem 1. Januar 2026 nicht mehr als sechs Monate betragen.

(12) Bis zum 1. Januar 2028 erstatten die Regulierungsbehörden ACER und der

Kommission Bericht über den Anteil der Gesamtkapazität, der durch Verträge mit einer Laufzeit oder einem Beschaffungszeitraum von mehr als einem Tag abgedeckt wird.

(13) Die Übertragungsnetzbetreiber oder ihre delegierten Betreiber veröffentlichen so nah an der Echtzeit wie möglich, jedoch mit nicht mehr als 30 Minuten nach Lieferung Verzögerung, den aktuellen Systemausgleich in ihren Fahrplangebieten, die geschätzten Ausgleichsenergiepreise und die geschätzten Regularbeitspreise.

(14) Die Übertragungsnetzbetreiber können für den Fall, dass Standard-Regelreserveprodukte für die Wahrung der Betriebssicherheit nicht ausreichen oder einige Regelreserveressourcen nicht über Standard-Regelreserveprodukte am Regelreservemarkt teilnehmen können, Freistellungen von den Absätzen 2 und 4 für spezifische Regelreserveprodukte, die örtlich aktiviert und nicht mit anderen Übertragungsnetzbetreibern ausgetauscht werden, vorschlagen und diese Freistellungen können von den Regulierungsbehörden genehmigt werden.

Die Vorschläge für Freistellungen enthalten eine Beschreibung der Maßnahmen, die vorgeschlagen werden, um die Verwendung spezifischer Produkte auf ein Mindestmaß, welches von der wirtschaftlichen Effizienz abhängig ist, zu beschränken, einen Nachweis, dass die spezifischen Produkte keine erheblichen Effizienzmängel oder Verzerrungen auf dem Regelreservemarkt entweder innerhalb oder außerhalb des Fahrplangebiets verursachen, und etwaige Regeln und Informationen in Bezug auf das Verfahren für die Umwandlung von Regularbeitsgeboten für spezifische Regelreserveprodukte in Regularbeitsgebote für Standard-Regelreserveprodukte.

Artikel 7 Day-Ahead- und Intraday-Märkte

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber und NEMO organisieren gemeinsam die Verwaltung der integrierten Day-Ahead- und Intraday-Märkte gemäß der Verordnung (EU) 2015/1222. Die Übertragungsnetzbetreiber und NEMO arbeiten auf Unionsebene oder, sofern angemessener, auf regionaler Ebene zusammen, um für höchstmögliche Effizienz und Wirksamkeit des Day-Ahead- und Intraday-Stromhandels zu sorgen. Die Pflicht zur Zusammenarbeit besteht unbeschadet der Anwendung des Wettbewerbsrechts der Union. Bei der Erfüllung ihrer Aufgaben im Zusammenhang mit dem Stromhandel unterliegen die Übertragungsnetzbetreiber und NEMO der Regulierungsaufsicht gemäß Artikel 59 der Richtlinie (EU) 2019/944 durch die Regulierungsbehörden und gemäß den Artikeln 4 und 8 der Verordnung (EU) 2019/942

durch ACER.

(2) Die Day-Ahead- und Intraday-Märkte müssen

- a) so organisiert sein, dass es zu keiner Diskriminierung kommt,
- b) es ermöglichen, dass alle Marktteilnehmer Bilanzkreisabweichungen weitestgehend selbst bewältigen,
- c) allen Marktteilnehmern möglichst viele Gelegenheiten bieten, weitestgehend echtzeitnah und über alle Gebotszonen hinweg am zonenübergreifenden Handel teilzunehmen,
- d) den grundlegenden Marktbedingungen, einschließlich des Echtzeitwerts der Energie, entsprechende Preise bieten, auf die die Marktteilnehmer bei der Vereinbarung längerfristiger Absicherungsprodukte zurückgreifen können,
- e) die Betriebssicherheit gewährleisten und gleichzeitig die maximale Nutzung von Übertragungskapazität ermöglichen,
- f) bei Wahrung der Vertraulichkeit von Geschäftsinformationen transparent sein und sicherstellen, dass beim Handel die Anonymität gewahrt bleibt,
- g) eine Unterscheidung zwischen Transaktionen innerhalb einer Gebotszone und Transaktionen zwischen Gebotszonen ausschließen und
- h) so organisiert sein, dass sie allen Marktteilnehmern einzeln oder durch Aggregation zugänglich sind.

Artikel 8 Handel an den Day-Ahead- und Intraday-Märkten

(1) Die NEMO lassen zu, dass die Marktteilnehmer Energie möglichst echtzeitnah, zumindest jedoch bis zu dem Zeitpunkt der Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes, handeln.

(2) Die NEMO bieten den Marktteilnehmern die Möglichkeit, Energie an den Day-Ahead- und Intraday-Märkten in zeitlichen Intervallen zu handeln, die mindestens so kurz sind wie das Bilanzkreisabrechnungszeitintervall.

(3) Die NEMO stellen für den Handel in den Day-Ahead- und Intraday-Märkten Produkte zur Verfügung, die mit Mindestgebotsgrößen von 500 kW oder weniger klein genug sind, um die wirksame Beteiligung der Laststeuerung, der Energiespeicherung und kleiner Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen — auch durch direkte Teilnahme der Kunden — zu ermöglichen.

(4) Bis zum 1. Januar 2021 beträgt das Bilanzkreisabrechnungszeitintervall in allen

Fahrplangebieten 15 Minuten, sofern die Regulierungsbehörden keine Freistellung oder Ausnahme gewährt haben. Freistellungen dürfen nur bis zum 31. Dezember 2024 gewährt werden.

Wurde von allen nationalen Regulierungsbehörden eines Synchrongebiets eine Ausnahme gewährt, so beträgt das Bilanzkreisabweichungszeitintervall ab dem 1. Januar 2025 nicht mehr als 30 Minuten.

Artikel 9 Terminmärkte

(1) Gemäß der Verordnung (EU) 2016/1719 vergeben die Übertragungsnetzbetreiber langfristige Übertragungsrechte oder treffen gleichwertige Maßnahmen, damit die Marktteilnehmer, einschließlich der Eigentümer von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden, Preisrisiken über die Gebotszonengrenzen hinweg absichern können, es sei denn, eine von den zuständigen Regulierungsbehörden durchgeführte Bewertung des Terminmarkts an den Gebotszonengrenzen ergibt, dass ausreichende Absicherungsmöglichkeiten in den betroffenen Gebotszonen vorhanden sind.

(2) Langfristige Übertragungsrechte werden transparent, marktbasiert und diskriminierungsfrei über eine zentrale Vergabepattform zugewiesen.

(3) Vorbehaltlich der Einhaltung des Wettbewerbsrechts der Union steht es den Marktbetreibern frei, Terminabsicherungsprodukte — einschließlich langfristiger Terminabsicherungsprodukte — zu entwickeln, um den Marktteilnehmern, einschließlich der Eigentümer von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden, angemessene Möglichkeiten zur Absicherung finanzieller Risiken gegen Preisschwankungen zu bieten. Die Mitgliedstaaten dürfen nicht vorsehen, dass solche Sicherungstätigkeiten auf Transaktionen innerhalb eines Mitgliedstaats oder einer Gebotszone beschränkt sind.

Artikel 10 Technische Gebotsgrenzen

(1) Für den Großhandelsstrompreis gibt es weder eine Obergrenze noch eine Untergrenze. Diese Bestimmung gilt unter anderem für Gebote und Clearings in allen Zeitbereichen sowie für Regularbeit und Ausgleichsenergiepreise, unbeschadet der technischen Preisgrenzen, die im für den Austausch von Regularbeit maßgeblichen Zeitbereich und in den Day-Ahead- und Intraday-Zeitbereichen gemäß Absatz 2 festgelegt werden können.

(2) NEMO dürfen harmonisierte Mindest- und Höchstclearingpreise für die Day-

Ahead- und Intraday-Zeitbereiche festlegen. Diese Unter- und Obergrenzen müssen ausreichend hoch sein, damit der Handel nicht unnötig beeinträchtigt wird, sie müssen für den Binnenmarkt harmonisiert werden, und bei ihrer Festlegung wird der höchste Wert der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung berücksichtigt. Die NEMO schaffen einen transparenten Mechanismus, mit dem rechtzeitig eine automatische Anpassung der technischen Gebotsgrenzen für den Fall sichergestellt wird, dass die festgelegten Grenzwerte voraussichtlich erreicht werden. Die angepassten Obergrenzen gelten so lange, bis weitere Erhöhungen im Rahmen dieses Mechanismus erforderlich sind.

(3) Die Übertragungsnetzbetreiber unterlassen alle Maßnahmen, deren Ziel es ist, die Großhandelspreise zu ändern.

(4) Die Regulierungsbehörden oder, wenn ein Mitgliedstaat eine andere Behörde zu diesem Zweck benannt hat, die dementsprechend benannten zuständigen Behörden, ermitteln in ihrem Hoheitsgebiet die Strategien und Maßnahmen, die indirekt zur Beschränkung der Preisbildung im Großhandel beitragen könnten, darunter beschränkende Gebote im Zusammenhang mit der Aktivierung von Regularbeit, Kapazitätsmechanismen, Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber, sowie Maßnahmen zur Anfechtung von Marktergebnissen, oder Maßnahmen zur Verhinderung des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung oder ineffizient festgelegter Gebotszonen.

(5) Hat eine Regulierungsbehörde oder eine andere benannte zuständige Behörde festgestellt, dass eine Strategie oder eine Maßnahme dazu dienen könnte, die Preisbildung im Großhandel zu beschränken, so trifft sie alle geeigneten Maßnahmen zur Unterbindung dieser Strategie oder Maßnahme oder, falls dies nicht möglich ist, zur Eindämmung ihrer Auswirkungen auf das Bietverhalten. Die Mitgliedstaaten erstatten der Kommission bis zum 5. Januar 2020 ausführlich Bericht über die Maßnahmen und Aktionen, die sie ergriffen haben oder zu ergreifen beabsichtigen.

Artikel 11 Wert der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung

(1) Bis zum 5. Juli 2020, sofern dies zur Festlegung eines Zuverlässigkeitsstandards nach Artikel 25 erforderlich ist, nehmen die Regulierungsbehörden oder, wenn ein Mitgliedstaat eine andere Behörde zu diesem Zweck benannt hat, die dementsprechend benannten zuständigen Behörden, für ihr Hoheitsgebiet eine einzige Schät-

zung des Wertes der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung vor. Diese Schätzung wird veröffentlicht. Verfügen die Mitgliedstaaten in ihrem Hoheitsgebiet über mehrere Gebotszonen, so können die Regulierungsbehörden oder andere benannte zuständige Behörden für die einzelnen Gebotszonen unterschiedliche Schätzungen vornehmen. Umfasst eine Gebotszone Hoheitsgebiete mehr als eines Mitgliedstaats, so legen die betroffenen Regulierungsbehörden oder anderen benannten zuständigen Behörden für diese Gebotszone einen einzigen Wert der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung fest. Bei der Vornahme der einzigen Schätzung des Wertes der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung wenden die Regulierungsbehörden oder andere benannte zuständige Behörden die gemäß Artikel 23 Absatz 6 ausgearbeitete Methode an.

(2) Regulierungsbehörden oder andere benannte zuständige Behörden aktualisieren ihre Schätzung des Wertes der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung mindestens alle fünf Jahre oder — wenn sie eine erhebliche Änderung feststellen — zu einem früheren Zeitpunkt.

Artikel 12 Dispatch von Erzeugungsanlagen und Laststeuerung

(1) Der Dispatch von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung und die Laststeuerung müssen diskriminierungsfrei, transparent und, sofern in Absatz 2 bis 6 nichts anderes bestimmt ist, marktbasiert erfolgen.

(2) Unbeschadet der Artikel 107, 108 und 109 AEUV stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass die Netzbetreiber beim Dispatch von Stromerzeugungseinrichtungen — soweit der sichere Betrieb des nationalen Stromsystems es zulässt — auf der Grundlage transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien Erzeugungseinrichtungen Vorrang gewähren, in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden und sofern diese Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung entweder

- a) Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung sind, in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden und die eine installierte Stromerzeugungskapazität von weniger als 400 kW haben, oder
- b) Demonstrationsvorhaben für innovative Technologien sind, vorbehaltlich der Genehmigung durch die Regulierungsbehörde, sofern dieser Vorrang auf den Zeitraum und den Umfang begrenzt ist, der zur Verwirklichung der Demonstrationszwecke erforderlich ist.

(3) Ein Mitgliedstaat kann beschließen, der vorrangige Dispatch gemäß Absatz 2 Buchstabe a nicht auf Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung anzuwenden, die mindestens sechs Monate nach diesem Beschluss in Betrieb genommen werden, oder eine niedrigere Mindestkapazität als in Absatz 2 Buchstabe a festzulegen, sofern die folgenden Bedingungen erfüllt sind:

- a) Er verfügt über gut funktionierenden Intraday-, und andere Großhandels- und Regelreservemärkte, die allen Marktteilnehmern gemäß dieser Verordnung uneingeschränkt zugänglich sind.
- b) Die Vorschriften über Redispatch und das Engpassmanagement sind für alle Marktteilnehmer transparent.
- c) Der nationale Beitrag des Mitgliedstaats zu dem verbindlichen Gesamtziel der Union für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen nach Artikel 3 Absatz 2 der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates¹⁸ und Artikel 4 Buchstabe a Nummer 2 der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates¹⁹ ist mindestens gleich dem Ergebnis der Formel in Anhang II der Verordnung (EU) 2018/1999, und der Anteil an Energie aus erneuerbaren Quellen in dem jeweiligen Mitgliedstaat liegt nicht unter seinen Referenzwerten nach Artikel 4 Buchstabe a Nummer 2 der Verordnung (EU) 2018/1999, oder — alternativ — der Anteil der Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendelektrizitätsverbrauch des jeweiligen Mitgliedstaats beträgt mindestens 50 %.

¹⁸ Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 82).

¹⁹ Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 663/2009 und (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 94/22/EG, 98/70/EG, 2009/31/EG, 2009/73/EG, 2010/31/EU, 2012/27/EU und 2013/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 2009/119/EG und (EU) 2015/652 des Rates und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 1).

- d) Der Mitgliedstaat hat die geplante Freistellung der Kommission mitgeteilt und dabei im Einzelnen dargelegt, wie die Bedingungen der Buchstaben a, b und c erfüllt werden.
- e) Der Mitgliedstaat hat die geplante Freistellung mit einer ausführlichen Begründung für ihre Gewährung veröffentlicht und dabei erforderlichenfalls der Wahrung vertraulicher Geschäftsinformationen gebührend Rechnung getragen.

Bei jeder Freistellung dürfen ungeachtet etwaiger freiwilliger Vereinbarungen zwischen einem Mitgliedstaat und einer Erzeugungseinrichtung keine rückwirkenden Änderungen mit Wirkung für Erzeugungseinrichtungen, denen bereits ein vorrangiger Dispatch eingeräumt wurde, vorgenommen werden.

Unbeschadet der Artikel 107, 108 und 109 AEUV können die Mitgliedstaaten im Fall von Anlagen, die für den vorrangigen Dispatch infrage kommen, Anreize vorsehen, es freiwillig aufzugeben.

(4) Unbeschadet der Artikel 107, 108 und 109 AEUV können Mitgliedstaaten ein vorrangiger Dispatch für Elektrizität vorsehen, die in Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung mit hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung und einer installierten Stromerzeugungskapazität von weniger als 400 kW erzeugt wird.

(5) Was ab dem 1. Januar 2026 in Betrieb genommene Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung anbelangt, so gilt Absatz 2 Buchstabe a nur für Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden und die eine installierte Stromerzeugungskapazität von weniger als 200 kW haben.

(6) Unbeschadet der vor dem 4. Juli 2019 geschlossenen Verträge wird Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, in denen erneuerbare Energiequellen oder hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden, und die vor dem 4. Juli 2019 in Betrieb genommen wurden und für die bei ihrer Inbetriebnahme gemäß Artikel 15 Absatz 5 der Richtlinie 2012/27/EU oder Artikel 16 Absatz 2 der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates²⁰ ein vorrangiger Dispatch vorgesehen war, auch künftig ein vorrangiger Dispatch eingeräumt. Ab dem Zeitpunkt, zu dem eine Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung erheblich verändert wird, was zumin-

²⁰ Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16).

dest dann angenommen wird, wenn ein neuer Netzanschlussvertrag erforderlich ist oder die Erzeugungskapazität der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung erhöht wird, gilt für solche Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung kein vorrangiger Dispatch mehr.

(7) Der vorrangige Dispatch darf den sicheren Betrieb des Stromsystems nicht gefährden, darf nicht als Rechtfertigung für Einschränkungen der zonenübergreifenden Kapazitäten über das nach Artikel 16 vorgesehene Maß hinaus dienen und erfolgt auf der Grundlage transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien.

Artikel 13 Redispatch

(1) Der Redispatch der Erzeugung und der Redispatch der Laststeuerung erfolgt auf der Grundlage objektiver, transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien. Es muss allen Erzeugungstechnologien und allen Arten der Energiespeicherung und Laststeuerung, einschließlich solchen mit Standort in anderen Mitgliedstaaten, offenstehen, sofern dies technisch machbar ist.

(2) Die für einen Redispatch in Frage kommenden Ressourcen werden unter Nutzung marktbasierter Mechanismen aus den Erzeugungsanlagen, Energiespeicherung oder Laststeuerung ausgewählt und finanziell vergütet. Der Regelarbeitspreis wird nicht durch Regelarbeitsgebote bestimmt, die zu Redispatch-Zwecken genutzt werden.

(3) Der nicht marktbasierte Redispatch der Erzeugung, der Energiespeicherung und der Laststeuerung darf nur zum Einsatz kommen, wenn

- a) keine marktbasierte Alternative verfügbar ist,
- b) alle verfügbaren marktbasierten Ressourcen eingesetzt wurden,
- c) die Zahl der verfügbaren Stromerzeugungs-, Energiespeicherungs- oder Laststeuerungsanlagen in dem Gebiet, in dem sich für die Erbringung der Dienstleistung geeignete Anlagen befinden, zu gering ist, um einen wirksamen Wettbewerb sicherzustellen, oder
- d) durch die aktuelle Netzsituation derart regelmäßig und vorhersehbar Engpässe verursacht werden, dass ein marktbasierter Redispatch ein regelmäßiges strategisches Bietverhalten herbeiführen würde, was die interne Engpasslage weiter verschlechtern würde, und der betroffene Mitgliedstaat hat entweder einen Aktionsplan zum Angehen dieses Engpasses erlassen, oder

er stellt sicher, dass die verfügbare Mindestkapazität für zonenübergreifenden Handel Artikel 16 Absatz 8 entspricht.

(4) Die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber legen der zuständigen Regulierungsbehörde zumindest jährlich einen Bericht vor, und zwar über

- a) den Entwicklungsstand und die Wirksamkeit der marktbasierten Redispatch-Mechanismen für Stromerzeugungs-, Energiespeicherungs- und Laststeuerungsanlagen,
- b) die Gründe, das Volumen in MWh und die Art der Erzeugungsquelle, die einem Redispatch unterliegen,
- c) die Maßnahmen — einschließlich Investitionen in die Digitalisierung der Netzinfrastruktur und in Dienstleistungen zur Erhöhung der Flexibilität —, dank deren der abwärts gerichtete Redispatch von Erzeugungseinrichtungen, in denen erneuerbare Energiequellen oder hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden, künftig seltener erforderlich ist.

Die Regulierungsbehörden leiten den Bericht an ACER weiter und veröffentlichen eine Zusammenfassung der in Unterabsatz 1 Buchstabe a, b und c genannten Daten, der sie nötigenfalls Verbesserungsvorschläge beifügen.

(5) Vorbehaltlich der zur Wahrung der Zuverlässigkeit und der Sicherheit des Netzes zu erfüllenden Anforderungen und auf der Grundlage transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien, die von den Regulierungsbehörden festgelegt werden, müssen die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber

- a) gewährleisten, dass die Übertragungs- und Verteilernetze in der Lage sind, die aus erneuerbaren Energiequellen oder mittels hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte Elektrizität mit möglichst geringem Redispatch zu übertragen; dabei darf Redispatch bei der Netzplanung jedoch weiterhin in begrenztem Umfang Berücksichtigung finden, wenn die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber transparent nachweisen können, dass dies wirtschaftlich effizienter ist, und wenn dies 5 % der jährlich erzeugten Elektrizität in Anlagen, in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden und die direkt an das jeweilige Netz angeschlossen sind, nicht überschreitet, sofern ein Mitgliedstaat, in dem Elektrizität aus Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, in denen erneuerbare Energiequellen oder hocheffiziente Kraft-

Wärme-Kopplung genutzt werden, einen Anteil von mindestens 50 % am jährlichen Bruttoendstromverbrauch ausmacht, nichts anderes bestimmt;

- b) angemessene netz- und marktbezogene betriebliche Maßnahmen ergreifen, um der abwärts gerichtete Redispatch von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen oder hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung zu minimieren;
- c) sicherstellen, dass ihre Netze flexibel genug sind, damit sie sie betreiben können.

(6) Bei nicht marktbasierem abwärts gerichtetem Redispatch gelten folgende Grundsätze:

- a) Bei Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden, darf abwärts gerichteter Redispatch nur dann angewandt werden, wenn es keine Alternative gibt oder wenn andere Lösungen zu erheblich unverhältnismäßig hohen Kosten führen oder die Netzsicherheit erheblich gefährden würden.
- b) Auf Elektrizität, die mittels hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wurde, darf abwärts gerichteter Redispatch nur dann angewandt werden, wenn es abgesehen von abwärts gerichtetem Redispatch bei Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden, keine Alternative gibt oder, wenn andere Lösungen zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen oder die Netzsicherheit erheblich gefährden würden.
- c) Nicht in das Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus Erzeugungseinrichtungen, in denen erneuerbare Energiequellen oder hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden, darf nicht Gegenstand von abwärts gerichtetem Redispatch sein, es sei denn, es gäbe keine andere Möglichkeit zur Lösung von Netzsicherheitsproblemen.
- d) Abwärts gerichteter Redispatch gemäß den Buchstaben a, b und c ist hinreichend und auf transparente Weise zu begründen. Die Begründung ist in den Bericht gemäß Absatz 3 aufzunehmen.

(7) Bei der Anwendung des nicht marktbasiereten Redispatch hat der Betreiber der Erzeugungs-, Energiespeicherungs- oder Laststeuerungsanlage, mit der der Redispatch erfolgt ist, Anspruch auf einen finanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber, der den Redispatch angefordert hat, außer wenn der Erzeuger einen Netzanschluss-

vertrag akzeptiert hat, der keine Garantie für eine verbindliche Lieferung von Energie enthält. Ein solcher finanzieller Ausgleich erfolgt mindestens in Höhe des höheren der folgenden Beträge oder einer Kombination beider Beträge, wenn die Anwendung nur des höheren einen ungerechtfertigt niedrigen bzw. hohen finanziellen Ausgleich zur Folge hätte:

- a) Betrag der zusätzlichen Betriebskosten, die durch den Redispatch entstehen, beispielsweise zusätzliche Brennstoffkosten im Fall von aufwärts gerichtetem Redispatch oder zusätzliche Wärmebereitstellung im Fall von abwärts gerichtetem Redispatch von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung mit hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung;
- b) Nettoeinnahmen aus dem Verkauf von Elektrizität auf dem Day-Ahead-Markt, die die Stromerzeugungs-, Energiespeicherungs- oder Laststeuerungsanlage ohne die Aufforderung zum Redispatch erzielt hätte. Erhält die Stromerzeugungs-, Energiespeicherungs- oder Laststeuerungsanlage eine finanzielle Unterstützung auf der Grundlage der erzeugten oder verbrauchten Strommenge, so gilt die finanzielle Unterstützung, die ohne die Aufforderung zum Redispatch erteilt worden wäre, als Teil der Nettoeinnahmen.

Kapitel III Netzzugang und Engpassmanagement

Abschnitt 1 Kapazitätsvergabe

Artikel 14 Überprüfung von Gebotszonen

(1) Die Mitgliedstaaten ergreifen alle zum Angehen von Engpässen geeigneten Maßnahmen. Den Gebotszonengrenzen müssen langfristige, strukturelle Engpässe in den Übertragungsnetzen zugrunde liegen. Die Gebotszonen dürfen keine derartigen strukturellen Engpässe aufweisen, es sei denn, diese haben keine Auswirkungen auf benachbarte Gebotszonen, oder — als vorübergehende Ausnahme — ihre Auswirkungen auf benachbarte Gebotszonen werden durch Entlastungsmaßnahmen gemindert, und diese strukturellen Engpässe bewirken keine Verringerung der zonenübergreifenden Handelskapazität entsprechend der Anforderungen von Artikel 16. Die Gebotszonen in der Union müssen so gestaltet sein, dass größtmögliche wirtschaftliche Effizienz sichergestellt ist und sich gemäß Artikel 16 möglichst viele Möglichkeiten zum zonenübergreifenden Handel ergeben, während gleichzeitig die Versorgungssicherheit erhalten bleibt.

(2) Alle drei Jahre erstellt ENTSO (Strom) einen Bericht über strukturelle Engpässe und andere erhebliche physikalische Engpässe zwischen und in Gebotszonen, auch über den Ort des Auftretens und die Häufigkeit solcher Engpässe im Einklang mit der auf der Grundlage des Artikels 18 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement. Dieser Bericht enthält eine Bewertung, ob die zonenübergreifende Handelskapazität die lineare Verlaufskurve gemäß Artikel 15 oder die Mindestkapazität gemäß Artikel 16 der vorliegenden Verordnung erreicht hat.

(3) Damit die Gebotszonen optimal konfiguriert sind, wird eine Überprüfung der Gebotszonen durchgeführt. Bei dieser Überprüfung werden alle strukturellen Engpässe ermittelt, und sie umfasst eine koordinierte Analyse der einzelnen Gebotszonenkonfigurationen unter Einbeziehung der betroffenen Interessenträger aller maßgeblichen Mitgliedstaaten gemäß der auf der Grundlage des Artikels 18 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement durchgeführt wird. Die aktuellen Gebotszonen werden anhand dessen bewertet, ob mit ihnen ein verlässliches Marktumfeld geschaffen werden kann, auch für flexible Erzeugungs- und Lastkapazitäten, was von entscheidender Bedeutung dafür ist, Netzengpässe zu verhindern, Elektrizitätsangebot und -nachfrage im Gleichgewicht zu halten und die langfristige Sicherheit von Investitionen in die Netzinfrastuktur sicherzustellen.

(4) Für die Zwecke dieses Artikels und des Artikels 15 dieser Verordnung sind die maßgeblichen Mitgliedstaaten, Übertragungsnetzbetreiber oder Regulierungsbehörden diejenigen Mitgliedstaaten, Übertragungsnetzbetreiber oder Regulierungsbehörden, die sich an der Überprüfung der Gebotszonenkonfiguration beteiligen, sowie jene, die sich gemäß der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement in derselben Kapazitätsberechnungsregion befinden.

(5) Bis zum 5. Oktober 2019 übermitteln alle maßgeblichen Übertragungsnetzbetreiber einen Vorschlag für die Methoden und Annahmen, die im Hinblick auf das Verfahren zur Überprüfung der Gebotszonen genutzt werden sollen, und für die in Betracht zu ziehenden alternativen Gebotszonenkonfigurationen, der den maßgeblichen Regulierungsbehörden zur Genehmigung vorgelegt wird. Die maßgeblichen Regulierungsbehörden fassen binnen drei Monaten nach Vorlage des Vorschlags einen einstimmigen Beschluss zu dem Vorschlag. Sind die Regulierungsbehörden nicht in der

Lage, innerhalb dieser Frist einstimmig über den Vorschlag zu beschließen, so entscheidet ACER binnen drei weiteren Monaten über die Methoden und Annahmen und über die in Betracht zu ziehenden alternativen Gebotszonenkonfigurationen. Den Methoden müssen strukturelle Engpässe zugrunde liegen, die in den folgenden drei Jahren voraussichtlich nicht überwunden werden, wobei spürbare Fortschritte bei Projekten zur Infrastrukturentwicklung, die in den folgenden drei Jahren voraussichtlich verwirklicht werden, gebührend zu berücksichtigen sind.

(6) Auf der Grundlage der gemäß Absatz 5 beschlossenen Methoden und Annahmen legen die an der Überprüfung der Gebotszonen beteiligten Übertragungsnetzbetreiber den maßgeblichen Mitgliedstaaten oder ihren benannten zuständigen Behörden bis spätestens zwölf Monate nach Genehmigung der Methoden und Annahmen gemäß Absatz 5 einen gemeinsamen Vorschlag zur Änderung oder Aufrechterhaltung der Gebotszonenkonfiguration vor. Andere Mitgliedstaaten, Vertragsparteien der Energiegemeinschaft oder Drittländer, die sich ein synchrones Gebiet mit einem maßgeblichen Mitgliedstaat teilen, können Stellungnahmen abgeben.

(7) Werden in dem Bericht nach Absatz 2 dieses Artikels oder in der Überprüfung der Gebotszonen nach diesem Artikel oder von einem oder mehreren Übertragungsnetzbetreibern in ihrer jeweiligen Regelzone in einem von der zuständigen Regulierungsbehörde angenommenen Bericht strukturelle Engpässe festgestellt, so beschließt der Mitgliedstaat mit festgestellten strukturellen Engpässen in Zusammenarbeit mit seinen Übertragungsnetzbetreibern binnen sechs Monaten nach Erhalt des Berichts, entweder nationale oder multinationale Aktionspläne gemäß Artikel 15 festzulegen oder seine Gebotszonenkonfiguration zu überprüfen und anzupassen. Diese Beschlüsse sind der Kommission und ACER umgehend zu übermitteln.

(8) In Bezug auf jene Mitgliedstaaten, die sich für eine Änderung der Gebotszonenkonfiguration gemäß Absatz 7 entschieden haben, fassen die maßgeblichen Mitgliedstaaten binnen sechs Monaten nach der Mitteilung gemäß Absatz 7 einen einstimmigen Beschluss. Andere Mitgliedstaaten können diesen Mitgliedstaaten Stellungnahmen übermitteln, wobei die maßgeblichen Mitgliedstaaten diese Stellungnahmen bei ihrer Beschlussfassung berücksichtigen sollten. Der Beschluss ist zu begründen und der Kommission und ACER zu übermitteln. Fassen die maßgeblichen Mitgliedstaaten innerhalb dieser sechs Monate keinen einstimmigen Beschluss, so teilen sie dies der Kommission umgehend mit. Als letztes Mittel erlässt die Kommission nach Konsultation von ACER binnen sechs Monaten nach Erhalt dieser Mittei-

lung einen Beschluss, ob die Gebotszonenkonfiguration in und zwischen jenen Mitgliedstaaten geändert oder beibehalten werden sollte.

(9) Die Mitgliedstaaten und die Kommission konsultieren die maßgeblichen Interessenträger, bevor sie einen Beschluss nach diesem Artikel fassen.

(10) Jeder nach diesem Artikel gefasste Beschluss enthält Angaben zum Zeitpunkt der Anwendung einer Änderung. Bei diesem Anwendungszeitpunkt ist sowohl der Dringlichkeit der Anwendung als auch praktischen Erwägungen wie dem Stromterminhandel Rechnung zu tragen. In dem Beschluss können geeignete Übergangsmaßnahmen festgelegt werden.

(11) Werden auf der Grundlage der gemäß Artikel 18 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement weitere Gebotszonenüberprüfungen eingeleitet, so ist das Verfahren des vorliegenden Artikels anzuwenden.

Artikel 15 Aktionspläne

(1) Im Anschluss an die Fassung eines Beschlusses nach Artikel 14 Absatz 7 erarbeitet der Mitgliedstaat mit festgestellten strukturellen Engpässen in Zusammenarbeit mit seiner Regulierungsbehörde einen Aktionsplan. Dieser Aktionsplan enthält einen konkreten Zeitplan für das Ergreifen von Maßnahmen zur Verringerung der strukturellen Engpässe, die binnen höchstens vier Jahren nach Fassung des Beschlusses gemäß Artikel 14 Absatz 7 festgestellt wurden.

(2) Unabhängig von den konkreten Fortschritten im Zusammenhang mit dem Aktionsplan sorgen die Mitgliedstaaten dafür, dass unbeschadet der Freistellungen gemäß Artikel 16 Absatz 9 oder Abweichungen nach Artikel 16 Absatz 3 die Kapazität für den grenzüberschreitenden Handel jedes Jahr erhöht wird, bis die Mindestkapazität gemäß Artikel 16 Absatz 8 erreicht wird. Diese Mindestkapazität ist bis zum 31. Dezember 2025 zu erreichen.

Für diese jährliche Erhöhung wird eine lineare Verlaufskurve zugrunde gelegt. Den Ausgangspunkt dieser Verlaufskurve bildet entweder die im Jahr vor der Annahme des Aktionsplans zugewiesene Kapazität an dieser Grenze oder auf einem kritischen Netzelement oder der Durchschnitt der letzten drei Jahre vor der Annahme des Aktionsplans, je nachdem, welcher Wert höher ist. Die Mitgliedstaaten stellen, während sie ihre Aktionspläne umsetzen — auch unter Rückgriff auf Entlastungsmaßnahmen in der Kapazitätsberechnungsregion — sicher, dass die gemäß Artikel 16 Absatz 8

für den zonenübergreifenden Handel zur Verfügung gestellte Kapazität mindestens gleich den Werten der linearen Verlaufskurve ist.

(3) Die Kosten der notwendigen Entlastungsmaßnahmen zur Einhaltung der linearen Verlaufskurve gemäß Absatz 2 oder zur Bereitstellung von zonenübergreifender Kapazität an den Grenzen oder auf kritischen Netzelementen, auf die sich der Aktionsplan bezieht, werden von dem Mitgliedstaat oder den Mitgliedstaaten getragen, die den Aktionsplan umsetzen.

(4) Jedes Jahr während der Umsetzung des Aktionsplans und binnen sechs Monaten nach seinem Ablauf bewerten die maßgeblichen Übertragungsnetzbetreiber für die vorangehenden 12 Monate, ob die verfügbare grenzüberschreitende Kapazität die lineare Verlaufskurve erreicht hat, oder, ab dem 1. Januar 2026, ob die in Artikel 16 Absatz 8 festgelegte Mindestkapazität erreicht wurde. Sie übermitteln ACER und den maßgeblichen nationalen Regulierungsbehörden ihre Bewertungen. Vor der Ausarbeitung des Berichts übermittelt jeder Übertragungsnetzbetreiber seine Beiträge zu dem Bericht mit allen maßgeblichen Daten seiner Regulierungsbehörde zur Genehmigung.

(5) In Bezug auf jene Mitgliedstaaten, in deren Fall aus der in Absatz 4 genannten Bewertung hervorgeht, dass ein Übertragungsnetzbetreiber die lineare Verlaufskurve nicht erreicht hat, fassen die maßgeblichen Mitgliedstaaten binnen sechs Monaten nach Erhalt des in Absatz 4 genannten Berichts einen einstimmigen Beschluss, ob die Gebotszonenkonfiguration innerhalb und zwischen jenen Mitgliedstaaten geändert oder beibehalten wird. Dabei berücksichtigen die maßgeblichen Mitgliedstaaten die Stellungnahmen anderer Mitgliedstaaten. Der Beschluss des maßgeblichen Mitgliedstaats ist zu begründen und der Kommission und ACER zu übermitteln.

Fassen die maßgeblichen Mitgliedstaaten keinen einstimmigen Beschluss innerhalb der zulässigen Frist, so teilen sie dies der Kommission umgehend mit. Als letztes Mittel erlässt die Kommission nach Konsultation von ACER und der maßgeblichen Interessenträger binnen sechs Monaten nach Erhalt dieser Mitteilung einen Beschluss, ob die Gebotszonenkonfiguration in und zwischen jenen Mitgliedstaaten geändert oder beibehalten werden sollte.

(6) Sechs Monate vor Ablauf des Aktionsplans entscheidet der Mitgliedstaat mit festgestellten strukturellen Engpässen, ob er seine verbleibenden Engpässe angeht indem er seine Gebotszone ändert oder ob er die verbleibenden internen Engpässe mit Entlastungsmaßnahmen, deren Kosten er selbst trägt, angeht.

(7) Wurde ein struktureller Engpass gemäß Artikel 14 Absatz 7 festgestellt, jedoch binnen sechs Monaten kein Aktionsplan festgelegt, so bewerten die maßgeblichen Übertragungsnetzbetreiber binnen zwölf Monaten nach Feststellung eines solchen strukturellen Engpasses, ob die verfügbare grenzüberschreitende Kapazität die in Artikel 16 Absatz 8 festgelegten Mindestkapazitäten in den vorangehenden 12 Monaten erreicht hat, und sie erstatten den maßgeblichen Regulierungsbehörden und ACER hierüber Bericht.

Vor der Ausarbeitung des Berichts übermittelt jeder Übertragungsnetzbetreiber seiner Regulierungsbehörde seinen Beitrag zu dem Bericht mit allen maßgeblichen Daten zur Genehmigung. Zeigt die Bewertung, dass ein Übertragungsnetzbetreiber die Mindestkapazität nicht erreicht hat, erfolgt die Beschlussfassung nach Absatz 5 dieses Artikels.

Artikel 16 Allgemeine Grundsätze für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement

(1) Netzengpässen wird mit diskriminierungsfreien marktbasierten Lösungen begegnet, von denen wirksame wirtschaftliche Signale an die Marktteilnehmer und beteiligten Übertragungsnetzbetreiber ausgehen. Netzengpässe werden mit nicht transaktionsbezogenen Methoden bewältigt, d. h. mit Methoden, bei denen nicht zwischen den Verträgen einzelner Marktteilnehmer unterschieden wird. Ergreift der Übertragungsnetzbetreiber betriebliche Maßnahmen, um sein Übertragungsnetz im Normalzustand zu halten, so muss er die Auswirkungen dieser Maßnahmen auf die benachbarten Regelzonen berücksichtigen und diese Maßnahmen gemäß der Verordnung (EU) 2015/1222 mit anderen betroffenen Übertragungsnetzbetreibern koordinieren.

(2) Transaktionen dürfen nur in Notfällen eingeschränkt werden, insbesondere wenn der Übertragungsnetzbetreiber schnell handeln muss und ein Redispatch oder Countertrading nicht möglich ist. Jedes diesbezügliche Verfahren muss diskriminierungsfrei angewendet werden. Abgesehen von Fällen höherer Gewalt werden Marktteilnehmer, denen Kapazitäten zugewiesen wurden, für jede solche Einschränkung entschädigt.

(3) Gemäß Artikel 37 Absatz 1 Buchstabe a und Artikel 42 Absatz 1 führen die regionalen Koordinierungszentren eine koordinierte Kapazitätsberechnung im Einklang mit den Absätzen 4 und 8 dieses Artikels durch.

Regionale Koordinierungszentren berechnen die zonenübergreifenden Kapazitäten

unter Einhaltung der Betriebssicherheitsgrenzwerte anhand der Daten der Übertragungsnetzbetreiber einschließlich der Daten über die technische Verfügbarkeit von Entlastungsmaßnahmen, ohne den Lastabwurf miteinzubeziehen. Gelangen die regionalen Koordinierungszentren zu dem Schluss, dass diese verfügbaren Entlastungsmaßnahmen in der Kapazitätsberechnungsregion oder zwischen Kapazitätsberechnungsregionen nicht ausreichen, um unter Einhaltung der Betriebssicherheitsgrenzwerte die lineare Verlaufskurve gemäß Artikel 15 Absatz 2 oder die Mindestkapazitäten gemäß Artikel 16 Absatz 8 zu erreichen, so können sie als letztes Mittel koordinierte Maßnahmen festlegen, um die zonenübergreifenden Kapazitäten entsprechend zu verringern. Die Übertragungsnetzbetreiber dürfen von koordinierten Maßnahmen zur koordinierten Kapazitätsberechnung und zur koordinierten Sicherheitsanalyse nur gemäß Artikel 42 Absatz 2 abweichen.

Die regionalen Koordinierungszentren berichten, ab drei Monaten nachdem sie ihren Betrieb nach Artikel 35 Absatz 2 dieser Verordnung aufgenommen haben, und alle drei Monate danach, den maßgeblichen Regulierungsbehörden und ACER über Verringerungen der Kapazität und Abweichungen von koordinierten Maßnahmen gemäß Unterabsatz 2, bewerten die Fälle und unterbreiten erforderlichenfalls Empfehlungen dazu, wie diese Abweichungen in Zukunft vermieden werden können. Gelangt ACER zu dem Schluss, dass die Voraussetzungen für eine Abweichung gemäß diesem Absatz nicht erfüllt sind und diese Abweichung von struktureller Art ist, so übermittelt sie den maßgeblichen Regulierungsbehörden und der Kommission eine entsprechende Stellungnahme. Die zuständigen Regulierungsbehörden ergreifen gemäß Artikel 59 oder 62 der Richtlinie (EU) 2019/944 geeignete Maßnahmen gegen Übertragungsnetzbetreiber oder regionale Koordinierungszentren, wenn die Voraussetzungen für eine Abweichung nach diesem Absatz nicht erfüllt waren.

Abweichungen struktureller Art sind in einem Aktionsplan nach Artikel 14 Absatz 7 oder mittels einer Aktualisierung eines vorhandenen Aktionsplans anzugehen.

(4) Den Marktteilnehmern wird die unter Einhaltung der Sicherheitsnormen für den sicheren Netzbetrieb maximale Kapazität der Verbindungsleitungen und der Übertragungsnetze, die durch die grenzüberschreitenden Kapazitäten beeinflusst werden, zur Verfügung gestellt. Countertrading und Redispatch, einschließlich grenzüberschreitendem Redispatch, werden zur Maximierung der verfügbaren Kapazitäten genutzt, um die Mindestkapazität nach Absatz 8 zu erreichen. Um eine solche Maximierung zu ermöglichen wird ein koordiniertes und diskriminierungsfreies Verfahren für

grenzüberschreitende Entlastungsmaßnahmen angewandt, nachdem die Methode zur Kostenteilung bei Redispatch und Countertrading umgesetzt wurde.

(5) Die Kapazitätsvergabe erfolgt durch explizite Kapazitätsauktionen oder durch implizite Auktionen für sowohl Kapazität als auch Energie. Beide Methoden können für ein und dieselbe Verbindungsleitung gleichzeitig bestehen. Für den Intraday-Handel wird ein fortlaufendes Handelssystem verwendet, das durch Auktionen ergänzt werden kann.

(6) Im Fall von Engpässen erhalten die höchsten impliziten oder expliziten gültigen Gebote für Netzkapazität, die den höchsten Wert für die knappe Übertragungskapazität in einem bestimmten Zeitbereich bieten, den Zuschlag. Außer bei neuen Verbindungsleitungen, für die eine Ausnahme nach Artikel 7 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003, nach Artikel 17 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 oder nach Artikel 63 der vorliegenden Verordnung gilt, dürfen bei den Kapazitätsvergabemethoden keine Mindestpreise festgesetzt werden.

(7) Die Kapazität ist auf sekundärer Basis frei handelbar, sofern der Übertragungsnetzbetreiber ausreichend rechtzeitig unterrichtet wird. Lehnt ein Übertragungsnetzbetreiber den Sekundärhandel (Sekundärtransaktionen) ab, so muss er dies allen Marktteilnehmern in deutlicher und transparenter Form mitteilen und erklären sowie der Regulierungsbehörde melden.

(8) Die Übertragungsnetzbetreiber dürfen die den Marktteilnehmern zur Verfügung zu stellende Verbindungskapazität nicht beschränken, um einen Engpass in ihrer eigenen Gebotszone zu beheben oder um Stromflüsse zu bewältigen, die aufgrund von Transaktionen innerhalb der Gebotszonen entstanden sind. Unbeschadet der Anwendung von Freistellungen gemäß Absatz 3 und 9 dieses Artikels und der Anwendung von Artikel 15 Absatz 2 gelten die Bestimmungen dieses Absatzes als erfüllt, wenn die folgenden Mindestwerte der verfügbaren Kapazität für den zonenübergreifenden Handel erreicht sind:

- a) Bei Grenzen, bei denen ein Ansatz der koordinierten Nettoübertragungskapazität angewandt wird, beträgt der Mindestwert 70 % der Übertragungskapazität, welche die Betriebssicherheitsgrenzwerte einhält und wegen der Ausfallvarianten einen Abzug vornimmt, die gemäß der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement ermittelt wurden.

- b) Bei Grenzen, an denen ein lastflussgestützter Ansatz angewandt wird, ist die Mindestkapazität eine bei der Kapazitätsberechnung gesetzte Grenze, die für durch zonenübergreifenden Austausch ausgelöste Lastflüsse verfügbar ist. Die Grenze beträgt 70 % der Kapazität der internen und zonenübergreifenden kritischen Netzelemente, die die Betriebssicherheitsgrenzwerte einhält, wobei Ausfallvarianten zu berücksichtigen sind, die gemäß der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement festgelegt wurden.

Die Gesamtmenge von 30 % kann auf jedem kritischen Netzelement für Zuverlässigkeitsmargen, Ringflüsse und interne Stromflüsse verwendet werden.

(9) Auf Antrag von Übertragungsnetzbetreibern einer Kapazitätsberechnungsregion können die maßgeblichen Regulierungsbehörden — sofern dies zur Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit erforderlich ist — aus vorhersehbaren Gründen eine Freistellung von Absatz 8 gewähren. Eine solche Freistellung, die nicht die Einschränkung von bereits nach Absatz 2 zugewiesenen Kapazitäten betreffen darf, wird für nicht länger als ein Jahr auf einmal, oder, soweit der Umfang der Freistellung nach dem ersten Jahr bedeutend abnimmt, für höchstens zwei Jahre erteilt. Der Umfang solchen Freistellungen darf nicht über das für die Aufrechterhaltung der betrieblichen Sicherheit erforderliche Maß hinausgehen und solche Freistellungen dürfen nicht zur Diskriminierung zwischen dem internen und dem zonenübergreifenden Austausch führen.

Vor der Gewährung einer Freistellung konsultiert die maßgebliche Regulierungsbehörde die Regulierungsbehörden der anderen Mitgliedstaaten, die zu der betroffenen Kapazitätsberechnungsregion gehören. Ist eine der Regulierungsbehörden mit der vorgeschlagenen Freistellung nicht einverstanden, so entscheidet gemäß Artikel 6 Absatz 10 Buchstabe a der Verordnung (EU) 2019/942 ACER über ihre Erteilung. Die Gründe für die Freistellung werden veröffentlicht.

Wird eine Freistellung gewährt, so erarbeiten und veröffentlichen die maßgeblichen Übertragungsnetzbetreiber eine Methode und Projekte für eine langfristige Lösung des Problems, gegen das mit der Freistellung vorgegangen werden soll. Die Freistellung endet mit Ablauf der Frist für die Freistellung oder sobald die Lösung angewendet wird, je nachdem, welcher Zeitpunkt der frühere ist.

(10) Die Marktteilnehmer teilen den betroffenen Übertragungsnetzbetreibern rechtzei-

tig vor dem maßgeblichen Betriebszeitraum mit, ob sie die zugewiesene Kapazität zu nutzen gedenken. Zugewiesene Kapazitäten, die nicht in Anspruch genommen werden, werden nach einem offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren wieder dem Markt zur Verfügung gestellt.

(11) Die Übertragungsnetzbetreiber saldieren, soweit technisch möglich, die auf der überlasteten Verbindungsleitung in gegenläufiger Richtung beanspruchten Kapazitäten, um diese Leitung bis zu ihrer maximalen Kapazität zu nutzen. Unter vollständiger Berücksichtigung der Netzsicherheit dürfen Transaktionen, die mit einer Entlastung verbunden sind, nicht abgelehnt werden.

(12) Die finanziellen Folgen, die sich daraus ergeben, dass die mit der Kapazitätsvergabe verbundenen Verpflichtungen nicht eingehalten werden, werden den Übertragungsnetzbetreibern oder NEMO angelastet, die dafür verantwortlich sind. Nutzen Marktteilnehmer die Kapazität, zu deren Nutzung sie sich verpflichtet haben, nicht, oder handeln sie diese Kapazität im Fall einer durch eine explizite Auktion erworbenen Kapazität nicht auf sekundärer Basis oder geben sie die Kapazität nicht rechtzeitig zurück, so verlieren diese Marktteilnehmer ihren Anspruch auf diese Kapazität und zahlen ein kostenorientiertes Entgelt. Die kostenorientierten Entgelte für die nicht erfolgte Nutzung von Kapazität müssen gerechtfertigt und angemessen sein. Kommt ein Übertragungsnetzbetreiber seiner Verpflichtung, solide Übertragungskapazität bereitzustellen, nicht nach, so muss er den Marktteilnehmer für den Verlust von Kapazitätsrechten entschädigen. Folgeverluste werden dabei nicht berücksichtigt. Die zentralen Konzepte und Methoden zur Bestimmung der Haftungsansprüche aus der nicht erfolgten Einhaltung von Verpflichtungen sind, was die finanziellen Konsequenzen betrifft, im Voraus festzulegen und von der maßgeblichen Regulierungsbehörde zu überprüfen.

(13) Bei der Zuordnung von Kosten von Entlastungsmaßnahmen auf die Übertragungsnetzbetreiber analysieren die Regulierungsbehörden, inwieweit die Stromflüsse aufgrund von Transaktionen innerhalb von Gebotszonen zu dem zwischen zwei Gebotszonen beobachteten Engpass beitragen, und sie ordnen die Kosten auf der Grundlage des jeweiligen Beitrags zum Engpass auf die Übertragungsnetzbetreiber der Gebotszonen, in denen diese Stromflüsse entstehen, zu, außer bei Kosten, die durch Stromflüsse bedingt sind, die aufgrund von Transaktionen innerhalb von Gebotszonen entstehen und unterhalb des Niveaus liegen, der ohne strukturelle Engpässe in einer Gebotszone wahrscheinlich ist.

Dieses Niveau wird von allen Übertragungsnetzbetreibern in einer Kapazitätsberechnungsregion für jede einzelne Gebotszonengrenze gemeinsam analysiert und festgelegt und unterliegt der Genehmigung aller Regulierungsbehörden in der Kapazitätsberechnungsregion.

Artikel 17 Zuweisung zonenübergreifender Kapazität für alle Zeitbereiche

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber berechnen die verfügbare zonenübergreifende Kapazität zumindest nach dem jeweiligen Zeitpunkt der Schließung des zonenübergreifenden Day-Ahead-Marktes und des zonenübergreifenden Intraday-Marktes neu. Bei der folgenden Zuweisung zonenübergreifender Kapazität vergeben die Übertragungsnetzbetreiber neben der verfügbaren zonenübergreifenden Kapazität auch eventuell verbliebene, zuvor nicht zugewiesene Kapazität sowie zonenübergreifende Kapazität aus früheren Zuweisungen, die von Inhabern von Rechten zur physischen Übertragung freigegeben wurde.

(2) Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen eine angemessene Struktur für die Zuweisung zonenübergreifender Kapazität für alle Zeitbereiche, einschließlich derjenigen für die Day-Ahead-, Intraday- und Regelarbeitsmärkte, vor. Diese Vergabestruktur wird von den maßgeblichen Regulierungsbehörden überprüft. Bei der Ausarbeitung ihrer Vorschläge berücksichtigen die Übertragungsnetzbetreiber

- a) die Eigenheiten der Märkte,
- b) die Betriebsbedingungen des Stromsystems, z. B. die Auswirkungen der Saldierung verbindlich angemeldeter Zeitpläne,
- c) den Grad der Harmonisierung der verschiedenen Zeitbereichen zugewiesenen Prozentsätze und die Zeitbereiche, die für die verschiedenen bestehenden Mechanismen für die Zuweisung zonenübergreifender Kapazität festgelegt wurden.

(3) Ist nach dem Zeitpunkt der Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes noch zonenübergreifende Kapazität vorhanden, so nutzen die Übertragungsnetzbetreiber die zonenübergreifende Kapazität für den Austausch von Regelarbeit oder zur Durchführung des Verfahrens für das gegenseitige Anrechnen beim Abruf von Sekundärregelenergie (Imbalance Netting).

(4) Wird zonenübergreifende Kapazität für den Austausch von Regelleistung oder die Reserventeilung gemäß Artikel 6 Absatz 8 dieser Verordnung zugewiesen, so wenden die Übertragungsnetzbetreiber die in der gemäß Artikel 6 Absatz 11 der Verord-

nung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem ausgearbeiteten Methoden an.

(5) Die Übertragungsnetzbetreiber dürfen die gemäß der Verordnung (EU) 2015/1222 berechnete Zuverlässigkeitsmarge aufgrund des Austauschs von Regelleistung oder der Reserventeilung nicht erhöhen.

Abschnitt 2 Netzentgelte und Engpasserlöse

Artikel 18 Entgelte für den Netzzugang, die Nutzung und den Ausbau der Netze

(1) Die Entgelte, die die Netzbetreiber für den Zugang zu den Netzen erheben, einschließlich Entgelte für den Anschluss an die Netze, Entgelte für die Nutzung der Netze und etwaige Entgelte für den damit verbundenen Ausbau der Netze, müssen kostenorientiert und transparent sein, der Notwendigkeit der Netzsicherheit und der Flexibilität Rechnung tragen und die tatsächlichen Kosten insofern zum Ausdruck bringen, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen und unterschiedslos angewandt werden. Die Entgelte dürfen keine damit nicht zusammenhängenden Kosten zur Unterstützung damit nicht zusammenhängender politischer Ziele umfassen.

Unbeschadet des Artikels 15 Absätze 1 und 6 und der Kriterien in Anhang XI der Richtlinie 2012/27/EU muss die Methode zur Bestimmung der Netzentgelte in neutraler Weise langfristig durch Preissignale für Kunden und Erzeuger zur Gesamteffizienz des Netzes beitragen und insbesondere so angewandt werden, dass durch sie die an die Verteilerebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen gegenüber den an die Übertragungsebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen weder bevorzugt noch benachteiligt werden. Die Netzentgelte dürfen Energiespeicherung oder -Aggregation weder bevorteilen noch benachteiligen und auch keine Negativanreize für Eigenerzeugung, Eigenverbrauch oder die Teilnahme an der Laststeuerung setzen. Diese Entgelte dürfen unbeschadet des Absatzes 3 dieses Artikels nicht entfernungsabhängig sein.

(2) Die Tarifmethoden spiegeln die Fixkosten der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber wider und setzen sowohl kurzfristig als auch langfristig angemessene Anreize für Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber, um die Effizienz einschließlich der Energieeffizienz zu steigern, die Marktintegration und die Versorgungssicherheit zu fördern, effiziente Investitionen zu unterstützen, die damit verbundenen Forschungstätigkeiten zu unterstützen, und Innovationen im Interesse der Verbraucher

in Bereichen wie Digitalisierung, Flexibilitätsdienste und Verbindungsleitungen zu erleichtern.

(3) Von der Höhe der gegenüber den Erzeugern oder Endkunden, oder beiden erhobenen Tarife gehen erforderlichenfalls standortbezogene Preissignale auf Unionsebene aus, und diese Tarife tragen dem Umfang der verursachten Netzverluste und Engpässe und den Kosten von Investitionen in die Infrastruktur Rechnung.

(4) Bei der Festsetzung der Netzzugangsentgelte ist Folgendes zu berücksichtigen:

- a) die im Rahmen des Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern geleisteten Zahlungen und verbuchten Einnahmen,
- b) die tatsächlich geleisteten und eingegangenen Zahlungen sowie die auf der Grundlage vergangener Zeiträume geschätzten voraussichtlichen Zahlungen für künftige Zeiträume.

(5) Die Festsetzung der Netzzugangsentgelte gilt unbeschadet etwaiger Entgelte aufgrund des in Artikel 16 genannten Engpassmanagements.

(6) Für einzelne Transaktionen für den zonenübergreifenden Stromhandel wird kein besonderes Netzentgelt verlangt.

(7) Die Verteilungstarife müssen kostenorientiert sein, wobei die Nutzung des Verteilernetzes durch die Netznutzer einschließlich der aktiven Kunden zu berücksichtigen ist. Verteilungstarife können auf die Netzanschlusskapazität bezogene Elemente enthalten und können sich anhand der Verbrauchs- oder Erzeugungsprofile der Netznutzer unterscheiden. In den Mitgliedstaaten, die bereits intelligente Messsysteme verwenden, ziehen die Regulierungsbehörden gemäß Artikel 59 der Richtlinie (EU) 2019/944 bei der Festlegung oder Genehmigung von Übertragungs- oder Verteilungstarifen oder der entsprechenden Methoden zeitlich abgestufte Netztarife in Erwägung und führen diese erforderlichenfalls ein, um die Nutzung des Netzes auf eine für die Endkunden transparente, kosteneffiziente und vorhersehbare Weise zum Ausdruck zu bringen.

(8) Die Verteilungstarifmethoden müssen den Verteilernetzbetreibern Anreize für den effizientesten Betrieb und Ausbau ihrer Netze bieten, unter anderem mittels der Beschaffung von Dienstleistungen. Zu diesem Zweck erkennen die Regulierungsbehörden maßgebliche Kosten an und berücksichtigen sie in den Verteilungstarifen; außerdem können sie Leistungsziele einführen, um den Verteilernetzbetreibern Anreize zur Steigerung der Effizienz in ihren Netzen zu bieten, auch durch Energieeffizienz, Flexibilität, den Ausbau intelligenter Netze und die Einführung intelligenter Messsys-

teme.

(9) Bis zum 5. Oktober 2019 legt ACER zur Minderung des Risikos der Marktfragmentierung einen Bericht über bewährte Verfahren in Bezug auf Übertragungs- und Verteilungstarifmethoden vor und trägt dabei nationalen Besonderheiten Rechnung. Dieser Bericht über bewährte Verfahren umfasst mindestens

- a) das Verhältnis der gegenüber den Erzeugern und den Endkunden erhobenen Tarife,
- b) die durch die Tarife zu deckenden Kosten,
- c) zeitlich abgestufte Netztarife,
- d) standortbezogene Preissignale,
- e) das Verhältnis zwischen den Übertragungs- und Verteilungstarifen,
- f) Methoden zur Wahrung der Transparenz bei der Festsetzung und Struktur der Tarife,
- g) die Gruppen der Netznutzer, die Tarifen unterliegen, einschließlich der etwaigen Merkmale dieser Gruppen, Formen des Verbrauchs, und alle Tarifbefreiungen,
- h) Verluste in Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetzen.

ACER aktualisiert ihren Bericht zu bewährten Verfahren mindestens alle zwei Jahre.

(10) Bei der Festlegung oder Genehmigung von Übertragungs- oder Verteilungstarifen oder der entsprechenden Methoden gemäß Artikel 59 Buchstabe a der Richtlinie (EU) 2019/944 tragen die Regulierungsbehörden dem Bericht über bewährte Verfahren gebührend Rechnung.

Artikel 19 Engpasserlöse

(1) Außer bei neuen Verbindungsleitungen, für die eine Ausnahmeregelung nach Artikel 63 der vorliegenden Verordnung, nach Artikel 17 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 oder nach Artikel 7 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 in Anspruch genommen werden darf, dürfen mit Engpassmanagementverfahren, die für einen vorher festgelegten Zeitbereich gelten, Erlöse nur aus Engpässen erzielt werden, die in Bezug auf diesen Zeitbereich entstehen. Das Verfahren für die Aufteilung dieser Erlöse wird von den Regulierungsbehörden überprüft und darf weder die Vergabe zugunsten einer Kapazität oder Energie nach fragenden Partei verzerren noch einen Negativanreiz für die Verringerung von Engpässen darstellen.

(2) Die folgenden Zielsetzungen haben in Hinblick auf die Zuteilung von Einnahmen aus der Vergabe von zonenübergreifender Kapazität Vorrang:

- a) Sicherstellung der tatsächlichen Verfügbarkeit der vergebenen Kapazität, einschließlich Stabilitätskompensation,
- b) Erhaltung oder Ausbau von zonenübergreifenden Kapazitäten durch Optimierung des Einsatzes vorhandener Verbindungsleitungen, erforderlichenfalls durch koordinierte Entlastungsmaßnahmen, oder Deckung von Kosten von Investitionen in die Netze, die für die Verringerung von Engpässen bei Verbindungsleitungen maßgeblich sind.

(3) Wurden die in Absatz 2 genannten vorrangigen Ziele angemessen erfüllt, so können die Einnahmen als Erlöse verwendet werden, die von den Regulierungsbehörden bei der Genehmigung der Methode zur Berechnung oder Festlegung oder Berechnung und Festlegung der Netzentgelte zu berücksichtigen sind. Die übrigen Einnahmen sind auf ein gesondertes internes Konto zu übertragen, bis sie für die in Absatz 2 genannten Zwecke verwendet werden können.

(4) Die Verwendung der Einnahmen gemäß Absatz 2 Buchstaben a oder b erfolgt nach einer von den Übertragungsnetzbetreibern nach Konsultation der nationalen Regulierungsbehörden und der maßgeblichen Interessenträger vorgeschlagenen und von ACER genehmigten Methode. Die Übertragungsnetzbetreiber legen ACER die vorgeschlagene Methode bis zum 5. Juli 2020 vor, und ACER entscheidet binnen sechs Monaten nach Eingang der vorgeschlagenen Methode darüber.

ACER kann die Übertragungsnetzbetreiber auffordern, die in Unterabsatz 1 genannte Methode zu ändern oder zu aktualisieren. ACER entscheidet über die geänderte oder aktualisierte Methode spätestens sechs Monate nach ihrer Vorlage.

Die Methode muss mindestens die Bedingungen enthalten, unter denen die Einnahmen für die in Absatz 2 genannten Zwecke verwendet werden können, sowie Angaben dazu, unter welchen Voraussetzungen und für wie lange die Einnahmen zur künftigen Verwendung für diese Zwecke auf ein gesondertes internes Konto übertragen werden können.

(5) Die Übertragungsnetzbetreiber legen im Voraus genau fest, wie sie Engpasserlöse zu verwenden gedenken, und sie erstatten den Regulierungsbehörden über die tatsächliche Verwendung dieser Erlöse Bericht. Bis zum 1. März jeden Jahres setzen die nationalen Regulierungsbehörden ACER in Kenntnis und veröffentlichen einen Bericht in dem

- a) die Erlöse für den am 31. Dezember des vorangegangenen Jahres endenden Zwölfmonatszeitraum aufgeführt werden;
- b) dargelegt wird, wie diese Erlöse gemäß Absatz 2 verwendet wurden, darunter Angaben zu den einzelnen Projekten, für die die Erlöse verwendet wurden, und zu dem auf ein gesondertes Konto übertragenen Betrag;
- c) der bei der Berechnung der Netztarife verwendeten Betrag angeführt wird; und
- d) der Nachweis erbracht wird, dass die Verwendung im Einklang mit dieser Verordnung und der nach den Absätzen 3 und 4 ausgearbeiteten Methode erfolgt ist.

Wird ein Teil der Engpasserlöse zur Berechnung der Netztarife verwendet, so wird im Bericht dargelegt, wie die Übertragungsnetzbetreiber die etwaigen vorrangigen Ziele gemäß Absatz 2 erreicht haben.

Kapitel IV Angemessenheit der Ressourcen

Artikel 20 Angemessenheit der Ressourcen im Elektrizitätsbinnenmarkt

(1) Die Mitgliedstaaten beobachten die Angemessenheit der Ressourcen in ihrem Hoheitsgebiet auf der Grundlage der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene nach Artikel 23. Ergänzend zu der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene können die Mitgliedstaaten eine Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene nach Artikel 24 durchführen.

(2) Ergeben sich bei der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene nach Artikel 23 oder auf nationaler Ebene nach Artikel 24 Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen, so ermittelt der betroffene Mitgliedstaat alle regulatorischen Verzerrungen oder Fälle von Marktversagen, die zum Entstehen der Bedenken beigetragen oder diese Bedenken verursacht haben.

(3) Die Mitgliedstaaten, in denen Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen festgestellt wurden, entwickeln und veröffentlichen im Rahmen des beihilferechtlichen Genehmigungsverfahrens einen Umsetzungsplan mit einem Zeitplan für die Verabschiedung von Maßnahmen zur Beseitigung ermittelter regulatorischer Verzerrungen oder von Fällen von Marktversagen. Um Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen anzugehen, müssen die Mitgliedstaaten insbesondere

den in Artikel 3 genannten Grundsätzen Rechnung tragen und Folgendes in Betracht ziehen:

- a) die Beseitigung regulatorischer Verzerrungen,
- b) die Aufhebung von Preisobergrenzen gemäß Artikel 10,
- c) die Einführung einer Funktion für die Knappheitspreisbildung bei Regularbeit im Sinne von Artikel 44 Absatz 3 der Verordnung (EU) 2017/2195,
- d) die Erhöhung der Verbundkapazität und der Kapazität des internen Netzes im Hinblick darauf, zumindest die in Artikel 4 Buchstabe d Ziffer 1 der Verordnung (EU) 2018/1999 genannte Verbundvorgabe zu erreichen,
- e) die Ermöglichung von Eigenerzeugung, Energiespeicherung, Laststeuerungsmaßnahmen und Energieeffizienz durch den Erlass von Maßnahmen zur Beseitigung ermittelter regulatorischer Hindernisse,
- f) die Sicherstellung der kosteneffizienten und marktbasierten Beschaffung von Regelreserve und Systemdienstleistungen,
- g) die Abschaffung regulierter Preise, sofern nach Artikel 5 der Richtlinie (EU) 2019/944 vorgeschrieben.

(4) Die betroffenen Mitgliedstaaten legen der Kommission den Umsetzungsplan zur Überprüfung vor.

(5) Die Kommission gibt binnen vier Monaten nach Erhalt des Umsetzungsplans eine Stellungnahme ab, ob die Maßnahmen ausreichen, um die nach Absatz 2 festgestellten regulatorischen Verzerrungen oder Fälle von Marktversagen zu beseitigen, und sie kann die jeweiligen Mitgliedstaaten auffordern, den Umsetzungsplan entsprechend zu ändern.

(6) Die betroffenen Mitgliedstaaten beobachten die Anwendung des Umsetzungsplans und veröffentlichen die Ergebnisse der Beobachtung in einem jährlichen Bericht, den sie der Kommission übermitteln.

(7) Die Kommission gibt eine Stellungnahme dazu ab, ob die Umsetzungspläne in ausreichendem Maße umgesetzt und die Bedenken bezüglich der Angemessenheit ausgeräumt wurden.

(8) Die Mitgliedstaaten befolgen den Umsetzungsplan auch nach der Ausräumung der festgestellten Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen.

Artikel 21 Allgemeine Grundsätze für Kapazitätsmechanismen

(1) Zur Ausräumung der verbleibenden Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen können die Mitgliedstaaten als letztes Mittel während der Umsetzung der in Artikel 20 Absatz 3 dieser Verordnung genannten Maßnahmen gemäß Artikel 107, 108 und 109 AEUV Kapazitätsmechanismen einführen.

(2) Vor der Einführung von Kapazitätsmechanismen führen die betroffenen Mitgliedstaaten eine umfassende Studie zu den möglichen Auswirkungen dieser Mechanismen auf die benachbarten Mitgliedstaaten durch, indem sie mindestens ihre benachbarten Mitgliedstaaten mit direkter Netzverbindung und die Interessenträger dieser Mitgliedstaaten konsultieren.

(3) Die Mitgliedstaaten beurteilen, ob die Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen mit einem Kapazitätsmechanismus in Form einer strategischen Reserve angegangen werden können. Ist das nicht der Fall, so können die Mitgliedstaaten eine andere Art von Kapazitätsmechanismus einsetzen.

(4) Die Mitgliedstaaten dürfen keine Kapazitätsmechanismen einführen, wenn bei der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene bzw. — in Ermangelung einer Abschätzung auf nationaler Ebene — bei der Abschätzung auf europäischer Ebene keine Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen ermittelt wurden.

(5) Die Mitgliedstaaten dürfen Kapazitätsmechanismen nur dann einführen, wenn die Kommission eine Stellungnahme gemäß Artikel 20 Absatz 5 zu dem in Artikel 20 Absatz 3 genannten Umsetzungsplan abgegeben hat.

(6) Wendet ein Mitgliedstaat einen Kapazitätsmechanismus an, so überprüft er diesen Kapazitätsmechanismus und gewährleistet, dass keine neuen Verträge nach diesem Mechanismus geschlossen werden, wenn bei der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene oder — in Ermangelung einer Abschätzung auf nationaler Ebene — bei der Abschätzung auf europäischer Ebene keine Bedenken bezüglich der Angemessenheit ermittelt wurden oder wenn die Kommission keine Stellungnahme gemäß Artikel 20 Absatz 5 zu dem in Artikel 20 Absatz 3 genannten Umsetzungsplan abgegeben hat.

(7) Bei der Gestaltung von Kapazitätsmechanismen nehmen die Mitgliedstaaten eine Bestimmung auf, die die effiziente administrative Abschaffung des Kapazitätsmechanismus vorsieht, wenn in drei aufeinanderfolgenden Jahren keine neuen Verträge gemäß Absatz 6 geschlossen werden.

(8) Kapazitätsmechanismen sind zeitlich begrenzt. Sie werden von der Kommission für einen Zeitraum von höchstens zehn Jahren genehmigt. Auf der Grundlage des Umsetzungsplans gemäß Artikel 20 werden sie abgeschafft oder wird die gebundene Kapazität reduziert. Die Mitgliedstaaten wenden den Umsetzungsplan auch nach Einführung des Kapazitätsmechanismus weiter an.

Artikel 22 Gestaltungsgrundsätze für Kapazitätsmechanismen

(1) Die Kapazitätsmechanismen

- a) müssen befristet sein,
- b) dürfen keine unnötigen Marktverzerrungen herbeiführen und den zonenübergreifenden Handel nicht beschränken,
- c) dürfen nicht über das hinausgehen, was zum Angehen der in Artikel 20 genannten Bedenken bezüglich der Angemessenheit erforderlich ist,
- d) müssen die Kapazitätsanbieter in einem transparenten, diskriminierungsfreien und wettbewerblichen Verfahren auswählen
- e) müssen Anreize für Kapazitätsanbieter bieten, damit die Kapazitätsanbieter in Zeiten voraussichtlich hoher Systembelastung zur Verfügung stehen,
- f) müssen vorsehen, dass die Vergütung nach einem wettbewerblichen Verfahren bestimmt wird,
- g) müssen die technischen Voraussetzungen für die Beteiligung von Kapazitätsanbietern im Vorfeld des Auswahlverfahrens vorsehen,
- h) müssen allen Ressourcen, die die erforderliche technische Leistung erbringen können, offenstehen, einschließlich Energiespeicherung und Laststeuerung,
- i) müssen vorsehen, dass Kapazitätsanbietern, die bei hoher Systembelastung nicht zur Verfügung stehen, angemessene Sanktionen auferlegt werden.

(2) Für Gestaltungsgrundsätze für strategische Reserven gilt Folgendes:

- a) Wird ein Kapazitätsmechanismus als strategische Reserve gestaltet, so kommt es nur zum Dispatch der darin enthaltenen Ressourcen, wenn die Übertragungsnetzbetreiber voraussichtlich ihre Regelreservere Ressourcen ausschöpfen, um Angebot und Nachfrage ins Gleichgewicht zu bringen.

- b) Während Bilanzkreisabrechnungszeitintervallen, in denen es zum Dispatch der Ressourcen der strategischen Reserve gekommen ist, werden Bilanzkreisabweichungen auf dem Markt mindestens zu dem Wert der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung oder zu einem Wert oberhalb der in Artikel 10 Absatz 1 genannten technischen Preisgrenze für den Intraday-Handel ausgeglichen, je nachdem, welcher Wert höher ist.
- c) Der Output der strategischen Reserve nach dem Dispatch wird den Bilanzkreisverantwortlichen über den Mechanismus zur Abrechnung von Bilanzkreisabweichungen zugerechnet.
- d) Die an der strategischen Reserve teilnehmenden Ressourcen werden nicht von den Stromgroßhandelsmärkten oder den Regelreservemärkten vergütet.
- e) Die Ressourcen in der strategischen Reserve werden zumindest für die Dauer der Vertragslaufzeit außerhalb des Marktes vorgehalten.

Die in Unterabsatz 1 Buchstabe a genannte Vorschrift gilt unbeschadet der Aktivierung von Ressourcen vor dem tatsächlichen Dispatch, um den Zwängen im Bereich der Rampenbeschränkung und den betrieblichen Anforderungen der Ressourcen Rechnung zu tragen. Der Output der strategischen Reserve während der Aktivierung darf weder über Großhandelsmärkte Bilanzkreisen zugerechnet werden noch eine Änderung der entsprechenden Ungleichgewichte bewirken.

(3) Zusätzlich zu den Anforderungen nach Absatz 1 gilt, dass Kapazitätsmechanismen abgesehen von strategischen Reserven

- a) so gestaltet sind, dass sichergestellt wird, dass der für die Verfügbarkeit von Erzeugungskapazität gezahlte Preis automatisch gegen Null geht, wenn davon auszugehen ist, dass der Kapazitätsbedarf mit der bereitgestellten Kapazität gedeckt werden kann,
- b) vorsehen, dass den beteiligten Ressourcen nur ihre Verfügbarkeit vergütet wird und dass Entscheidungen des Kapazitätsanbieters über die Erzeugung durch die Vergütung nicht beeinflusst werden,
- c) vorsehen, dass die Kapazitätsverpflichtungen zwischen den berechtigten Kapazitätsanbietern übertragbar sind.

(4) Für Kapazitätsmechanismen gelten folgende Anforderungen in Bezug auf CO₂-Emissionsgrenzwerte:

- a) Spätestens ab dem 4. Juli 2019 dürfen für eine Erzeugungskapazität, die die kommerzielle Erzeugung an oder nach diesem Tag aufgenommen hat, und die Emissionen von mehr als 550 g CO₂ aus fossilen Brennstoffen je kWh Elektrizität ausstößt, im Rahmen eines Kapazitätsmechanismus weder Zahlungen getätigt werden noch dürfen ihr gegenüber Verpflichtungen für künftige Zahlungen eingegangen werden.
- b) Spätestens ab dem 1. Juli 2025 dürfen für eine Erzeugungskapazität, die vor dem 4. Juli 2019 die kommerziellen Erzeugung aufgenommen hat, und die Emissionen von mehr als 550 g CO₂ aus fossilen Brennstoffen je kWh Elektrizität und mehr als 350 kg CO₂ aus fossilen Brennstoffen im Jahresdurchschnitt je installierte Kilowatt Leistung elektrisch (kWe) ausstößt, im Rahmen eines Kapazitätsmechanismus weder Zahlungen getätigt werden noch dürfen ihr gegenüber Verpflichtungen für künftige Zahlungen eingegangen werden.

Der in Unterabsatz 1 Buchstabe a und b genannte Emissionsgrenzwert von 550 g CO₂ aus fossilen Brennstoffen je kWh Elektrizität und der Grenzwert von 350 kg CO₂ aus fossilen Brennstoffen im Jahresdurchschnitt je installierte Kilowatt Leistung elektrisch (kWe) wird auf der Grundlage der konstruktionsbedingten Effizienz der Erzeugungseinheit im Sinne der Nettoeffizienz bei Nennkapazität unter einschlägigen, von der internationalen Organisation für Normung herausgegebenen, Normen berechnet.

Bis zum 5. Januar 2020 veröffentlicht ACER eine Stellungnahme mit technischen Leitlinien zur Berechnung der in Unterabsatz 1 genannten Werte.

(5) Mitgliedstaaten, die am 4. Juli 2019 Kapazitätsmechanismen anwenden, müssen ihre Mechanismen so anpassen, dass sie Kapitel IV entsprechen, unbeschadet der Verpflichtungen oder Verträge, die vor dem 31. Dezember 2019 eingegangen oder geschlossen wurden.

Artikel 23 Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene

(1) Bei der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene werden Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen festgestellt, indem die Gesamtangemessenheit des Stromsystems zur Deckung des bestehenden und zu erwartenden Strombedarfs auf Unionsebene, auf Ebene der Mitgliedstaaten und gegebenenfalls auf Ebene der Gebotszonen beurteilt wird. Die Abschät-

zung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene deckt, ab dem Zeitpunkt der Beurteilung, jedes Jahr eines Zehnjahreszeitraums ab.

(2) Die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene erfolgt durch ENTSO (Strom).

(3) Bis zum 5. Januar 2020 legt ENTSO (Strom) der nach Artikel 1 des Beschlusses der Kommission vom 15. November 2012²¹ zusammengesetzten Koordinierungsgruppe „Strom“ und ACER den Entwurf einer Methode für die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene vor, die sich auf die in Absatz 5 dieser Verordnung genannten Grundsätze stützt.

(4) Die Übertragungsnetzbetreiber stellen ENTSO (Strom) die Daten zu Verfügung, die es für die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene benötigt.

ENTSO (Strom) nimmt die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene jedes Jahr vor. Erzeuger und andere Marktteilnehmer stellen den Übertragungsnetzbetreibern Daten über die voraussichtliche Nutzung der Ressourcen für die Erzeugung zur Verfügung und berücksichtigen dabei die Verfügbarkeit von Primärressourcen und angemessene Szenarien für die voraussichtliche Nachfrage und das voraussichtliche Angebot.

(5) Die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene erfolgt anhand einer transparenten Methode, die gewährleistet, dass die Abschätzung

- a) auf jeder Ebene der Gebotszonen durchgeführt wird und mindestens alle Mitgliedstaaten umfasst,
- b) auf angemessenen zentralen Referenzszenarien für das voraussichtliche Angebot und die voraussichtliche Nachfrage beruht, einschließlich einer wirtschaftlichen Beurteilung der Wahrscheinlichkeit für die Abschaltung, die vorübergehende Stilllegung und den Neubau von Erzeugungsanlagen und der Maßnahmen zur Erreichung der Energieeffizienzziele und der Stromverbundziele, sowie angemessenen Sensitivitäten bezüglich extremen Wetterereignissen, hydrologischen Gegebenheiten, den Großhandelspreisen und den Entwicklungen des CO₂-Preises,

²¹ Beschluss der Kommission vom 15. November 2012 zur Einsetzung der Koordinierungsgruppe „Strom“ (ABl. C 353 vom 17.11.2012, S. 2).

- c) getrennte Szenarien enthält, in denen die unterschiedliche Wahrscheinlichkeit des Eintritts der Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen, die mit den einzelnen Arten von Kapazitätsmechanismen angegangen werden sollen, zum Ausdruck kommt,
 - d) die Beiträge aller Ressourcen, einschließlich der bestehenden und künftigen Möglichkeiten der Erzeugung, Energiespeicherung, branchenbezogener Integration und Laststeuerung, sowie Ein- und Ausfuhrmöglichkeiten und ihren Beitrag zu einem flexiblen Systembetrieb angemessen berücksichtigt,
 - e) die wahrscheinlichen Auswirkungen der in Artikel 20 Absatz 3 genannten Maßnahmen antizipiert,
 - f) Varianten ohne bestehende oder geplante Kapazitätsmechanismen und gegebenenfalls mit solchen Mechanismen enthält,
 - g) auf einem Marktmodell beruht, bei dem erforderlichenfalls der lastflussgestützte Ansatz verwendet wird,
 - h) Wahrscheinlichkeitsberechnungen anwendet,
 - i) ein einziges Modellierungsinstrument anwendet,
 - j) mindestens die nachstehenden Indikatoren gemäß Artikel 25 beinhaltet:
 - „erwartete Energieunterdeckung“
 - „Lastunterdeckungserwartung“;
 - k) die Quellen möglicher Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen ermittelt, insbesondere, ob es sich dabei um eine Netzbeschränkung, Ressourcenbeschränkung oder um beides handelt,
 - l) den tatsächlichen Netzausbau berücksichtigt,
 - m) sicherstellt, dass die nationalen Eigenheiten der Erzeugung, Nachfrageflexibilität und Energiespeicherung sowie die Verfügbarkeit von Primärressourcen und der Vernetzungsgrad gebührend berücksichtigt werden.
- (6) Bis zum 5. Januar 2020 unterbreitet ENTSO (Strom) ACER den Entwurf einer Methode zur Berechnung
- a) des Wertes der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung,
 - b) der Kosten des günstigsten Marktzutritts für die Erzeugung oder Laststeuerung und

c) des Zuverlässigkeitsstandards gemäß Artikel 25.

Die Methode beruht auf transparenten, objektiven und nachprüfbaren Kriterien.

(7) Die in den Absätzen 3 und 6 genannten Vorschläge für den Entwurf einer Methode, die Szenarien, die Sensivitäten und die Annahmen, auf denen sie beruhen, sowie die Ergebnisse der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene nach Absatz 4 werden nach dem in Artikel 27 festgelegten Verfahren vorab einer Konsultation mit den Mitgliedstaaten, der Koordinierungsgruppe „Strom“ und den maßgeblichen Interessenträgern unterzogen und ACER zur Genehmigung vorgelegt.

Artikel 24 Abschätzungen der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene

(1) Die Abschätzungen der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene haben einen regionalen Umfang und beruhen auf der in Artikel 23 genannten Methode, insbesondere in Artikel 23 Absatz 5 Buchstaben b bis m.

Die Abschätzungen der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene beinhalten die zentralen Referenzszenarien im Sinne von Artikel 23 Absatz 5 Buchstabe b.

Bei Abschätzungen der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene können zusätzliche Sensivitäten abgesehen von den in Artikel 23 Absatz 5 Buchstabe b genannten Sensivitäten berücksichtigt werden. In solchen Fällen können bei Abschätzungen der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene

- a) Annahmen getroffen werden, bei denen den Besonderheiten von Stromangebot und -nachfrage auf nationaler Ebene Rechnung getragen wird,
- b) Instrumente und kohärente aktuelle Daten verwendet werden, die diejenigen, die ENTSO (Strom) bei der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene verwendet, ergänzen.

Zudem verwendet die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene, bei der Bewertung des Beitrags von in einem anderen Mitgliedstaat ansässigen Kapazitätsanbietern zur Versorgungssicherheit in den von der Abschätzung erfassten Gebotszonen, die Methode gemäß Artikel 26 Absatz 11 Buchstabe a.

(2) Die Abschätzungen der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene sowie die etwaige Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene und die Stellungnahme von ACER gemäß Absatz 3 werden veröffent-

licht.

(3) Ergeben sich bei der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene Bedenken bezüglich der Angemessenheit für eine Gebotszone die sich bei der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene nicht ergeben haben, so beinhaltet die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene eine Begründung der Unterschiede zwischen den beiden Abschätzungen der Angemessenheit der Ressourcen, die Einzelheiten zu den verwendeten Sensivitäten und den zugrunde liegenden Annahmen umfasst. Die Mitgliedstaaten veröffentlichen diese Einschätzung und übermitteln ihn ACER.

ACER gibt binnen zwei Monaten nach Erhalt des Berichts eine Stellungnahme dazu ab, ob die Unterschiede zwischen der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler und auf europäischer Ebene gerechtfertigt sind.

Die Stelle, die für die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene verantwortlich ist, trägt der Stellungnahme von ACER gebührend Rechnung und ändert erforderlichenfalls ihre endgültige Abschätzung. Falls sie beschließt, der Stellungnahme von ACER nicht in vollem Umfang Rechnung zu tragen, veröffentlicht die Stelle, die für die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene verantwortlich ist, einen Bericht mit einer detaillierten Begründung.

Artikel 25 Zuverlässigkeitsstandard

(1) Bei der Anwendung von Kapazitätsmechanismen müssen die Mitgliedstaaten über einen Zuverlässigkeitsstandard verfügen. Aus einem Zuverlässigkeitsstandard geht in transparenter Weise das notwendige Maß an Versorgungssicherheit des Mitgliedstaats hervor. Im Fall grenzüberschreitender Gebotszonen werden diese Zuverlässigkeitsstandards von den maßgeblichen Behörden gemeinsam festgelegt.

(2) Auf Vorschlag der Regulierungsbehörde wird der Zuverlässigkeitsstandard von dem Mitgliedstaat oder einer vom Mitgliedstaat benannten zuständigen Behörde festgelegt. Der Zuverlässigkeitsstandard beruht auf der Methode, die nach Artikel 23 Absatz 6 festgelegt wird.

(3) Der Zuverlässigkeitsstandard wird mindestens anhand des Wertes der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung und der Kosten des günstigsten Markteintritts für einen bestimmten Zeitraum berechnet und als „erwartete Energieunterdeckung“ und „Lastunterdeckungserwartung“ ausgedrückt.

(4) Bei der Anwendung von Kapazitätsmechanismen werden die Parameter zur Be-

stimmung der Höhe der im Rahmen des Kapazitätsmechanismus beschafften Kapazität auf der Grundlage eines Vorschlags der Regulierungsbehörden von dem Mitgliedstaat oder einer von den Mitgliedstaaten benannten zuständigen Behörde genehmigt.

Artikel 26 Grenzüberschreitende Beteiligung an Kapazitätsmechanismen

(1) Kapazitätsmechanismen, die keine strategischen Reserven sind, und — soweit technisch machbar — strategische Reserven sind vorbehaltlich der Bestimmungen dieses Artikels offen für die direkte grenzüberschreitende Beteiligung von in einem anderen Mitgliedstaat ansässigen Kapazitätsanbietern.

(2) Die Mitgliedstaaten sorgen dafür, dass ausländische Kapazitäten, die die gleiche technische Leistung erbringen können wie inländische Kapazitäten, die Möglichkeit haben, am gleichen Wettbewerbsverfahren teilzunehmen wie die inländischen Kapazitäten. Bei Kapazitätsmechanismen, die am 4. Juli 2019 betrieben werden, können die Mitgliedstaaten eine direkte Teilnahme von Verbindungsleitungen am gleichen Wettbewerbsverfahren als ausländische Kapazität für einen Zeitraum von höchstens vier Jahren nach dem 4. Juli 2019 oder zwei Jahren nach dem Tag der Genehmigung der in Absatz 11 genannten Methoden gestatten, je nachdem, welcher Zeitpunkt der frühere ist.

Die Mitgliedstaaten können vorschreiben, dass sich die ausländische Kapazität in einem Mitgliedstaat mit direkter Netzverbindung zu dem den Mechanismus anwendenden Mitgliedstaat befindet.

(3) Die Mitgliedstaaten dürfen die in ihrem Hoheitsgebiet befindlichen Kapazitäten nicht an der Teilnahme an den Kapazitätsmechanismen anderer Mitgliedstaaten hindern.

(4) Die grenzüberschreitende Beteiligung an Kapazitätsmechanismen darf zu keiner Änderung oder anderweitigen Auswirkungen auf die zonenübergreifenden Fahrpläne und Stromflüsse zwischen den Mitgliedstaaten führen. Diese Fahrpläne und Stromflüsse werden allein durch das Ergebnis der Kapazitätsvergabe nach Artikel 16 bestimmt.

(5) Die Kapazitätsanbieter können sich an mehr als einem Kapazitätsmechanismus beteiligen.

Beteiligen sich Kapazitätsanbieter an mehr als einem Kapazitätsmechanismus für denselben Lieferzeitraum, so nehmen sie bis zu dem Umfang an den Kapazitätsme-

chanismen teil, der voraussichtlichen Verfügbarkeit von Verbindungsleitungen sowie der Wahrscheinlichkeit entspricht, dass in dem System, in dem der Mechanismus angewendet wird, und in dem System, in dem sich die ausländische Kapazität befindet, gleichzeitig hohe Belastungen zu verzeichnen sind, und zwar im Einklang mit der Methode gemäß Absatz 11 Buchstabe a.

(6) Die Kapazitätsanbieter sind zu einer Nichtverfügbarkeitszahlung verpflichtet, wenn ihre Kapazität nicht zur Verfügung steht.

Beteiligen sich Kapazitätsanbieter an mehr als einem Kapazitätsmechanismus für denselben Lieferzeitraum, so sind sie zu mehreren Nichtverfügbarkeitszahlungen verpflichtet, wenn sie nicht in der Lage sind, mehrere Verpflichtungen zu erfüllen.

(7) Im Hinblick auf die Abgabe einer Empfehlung an die Übertragungsnetzbetreiber berechnen die gemäß Artikel 35 eingerichteten regionalen Koordinierungszentren jährlich die maximale Eintrittskapazität, die für die Beteiligung ausländischer Kapazitäten an Kapazitätsmechanismen zur Verfügung steht. Bei dieser Berechnung wird die voraussichtliche Verfügbarkeit von Verbindungsleitungen sowie der Wahrscheinlichkeit, dass in dem System, in dem der Mechanismus angewendet wird und in dem System, in dem sich die ausländische Kapazität befindet, gleichzeitig hohe Belastungen zu verzeichnen sind, berücksichtigt. Eine solche Berechnung ist für jede Gebotszonengrenze erforderlich.

Die Übertragungsnetzbetreiber legen jährlich auf der Grundlage der Empfehlung des regionalen Koordinierungszentrums die maximale Eintrittskapazität fest, die für die Beteiligung ausländischer Kapazitäten zur Verfügung steht.

(8) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die in Absatz 6 genannte Eintrittskapazität den berechtigten Kapazitätsanbietern auf transparente, diskriminierungsfreie und marktbasierte Weise zugewiesen wird.

(9) Bestehen Kapazitätsmechanismen, die die grenzüberschreitende Beteiligung in zwei benachbarten Mitgliedstaaten erlauben, so werden die sich aus der in Absatz 8 genannten Zuweisung ergebenden Einnahmen den betroffenen Übertragungsnetzbetreibern zugewiesen und gemäß der Methode in Absatz 11 Buchstabe b dieses Artikels oder nach einer von beiden maßgeblichen Regulierungsbehörden genehmigten gemeinsamen Methode zwischen ihnen aufgeteilt. Wendet der benachbarte Mitgliedstaat keinen Kapazitätsmechanismus an oder wendet er einen Kapazitätsmechanismus an, der für die grenzüberschreitende Beteiligung nicht offen ist, so wird die Aufteilung der Einnahmen von der zuständigen nationalen Behörde des Mitgliedstaats

genehmigt, in dem der Kapazitätsmechanismus durchgeführt wird, nachdem sie die Stellungnahme der Regulierungsbehörden der benachbarten Mitgliedstaaten eingeholt hat. Die Übertragungsnetzbetreiber verwenden diese Einnahmen für die in Artikel 19 Absatz 2 genannten Zwecke.

(10) Der Übertragungsnetzbetreiber des Gebiets, in dem sich die ausländische Kapazität befindet, muss

- a) feststellen, ob die interessierten Kapazitätsanbieter die technische Leistung erbringen können, die für den Kapazitätsmechanismus, an dem sie sich beteiligen möchten, erforderlich ist, und die Kapazitätsanbieter als berechnigte Kapazitätsanbieter im zu diesem Zweck erstellten Register eintragen,
- b) Verfügbarkeitsprüfungen durchführen,
- c) dem Übertragungsnetzbetreiber in dem Mitgliedstaat, der den Kapazitätsmechanismus anwendet, die Informationen übermitteln, die er nach Buchstabe a und b dieses Unterabsatzes und dem zweiten Unterabsatz erhalten hat.

Der maßgebliche Kapazitätsanbieter unterrichtet den Übertragungsnetzbetreiber unverzüglich über seine Beteiligung an einem ausländischen Kapazitätsmechanismus.

(11) Bis zum 5. Juli 2020 unterbreitet ENTSO (Strom) ACER

- a) eine Methode zur Berechnung der maximalen Eintrittskapazität für die grenzüberschreitende Beteiligung nach Absatz 7,
- b) eine Methode für die Aufteilung der Einnahmen nach Absatz 9,
- c) gemeinsame Vorschriften für die Durchführung der Verfügbarkeitsprüfungen nach Absatz 10 Buchstabe b,
- d) gemeinsame Vorschriften für die Festlegung der Fälligkeit einer Nichtverfügbarkeitszahlung,
- e) die Modalitäten für das Führen des Registers nach Absatz 10 Buchstabe a,
- f) gemeinsame Vorschriften für die Ermittlung der zur Teilnahme am Kapazitätsmechanismus berechtigten Kapazität nach Absatz 10 Buchstabe a.

Der Vorschlag wird nach dem in Artikel 27 festgelegten Verfahren vorab einer Konsultation unterzogen und ACER zur Genehmigung vorgelegt.

(12) Die betroffenen Regulierungsbehörden prüfen, ob die Kapazitäten nach der in Absatz 11 Buchstabe a genannten Methode berechnet wurden.

(13) Die Regulierungsbehörden stellen sicher, dass die grenzüberschreitende Beteiligung an Kapazitätsmechanismen auf wirksame und diskriminierungsfreie Weise

erfolgt. Sie treffen insbesondere geeignete administrative Vorkehrungen für die grenzüberschreitende Vollstreckung von Nichtverfügbarkeitszahlungen.

(14) Die gemäß Absatz 8 zugewiesenen Kapazitäten sind zwischen den berechtigten Kapazitätsanbietern übertragbar. Die berechtigten Kapazitätsanbieter benachrichtigen bei jeder Übertragung das in Absatz 10 Buchstabe a genannte Register.

(15) Das in Absatz 10 Buchstabe a genannte Register wird bis zum 5. Juli 2021 durch ENTSO (Strom) eingerichtet und geführt. Das Register steht allen berechtigten Kapazitätsanbietern, den Systemen, in denen die Mechanismen angewandt werden, und ihren Übertragungsnetzbetreibern offen.

Artikel 27 Genehmigungsverfahren

(1) Wird auf diesen Artikel Bezug genommen, so ist das in den Absätzen 2, 3 und 4 festgelegte Verfahren zur Genehmigung eines Vorschlags von ENTSO (Strom) anzuwenden.

(2) Vor der Unterbreitung des Vorschlags konsultiert ENTSO (Strom) alle maßgeblichen Interessenträger, einschließlich Regulierungsbehörden und andere nationale Behörden. Es trägt den Ergebnissen der Konsultation in seinem Vorschlag gebührend Rechnung.

(3) ACER genehmigt oder ändert den in Absatz 1 genannten Vorschlag binnen drei Monaten nach seinem Eingang. Im Fall von Änderungen konsultiert ACER vor der Genehmigung des geänderten Vorschlags von ENTSO (Strom). Der angenommene Vorschlag wird innerhalb von drei Monaten nach dem Eingang der einschlägigen Unterlagen auf der Website von ACER veröffentlicht.

(4) ACER kann jederzeit Änderungen des genehmigten Vorschlags verlangen. ENTSO (Strom) muss ACER binnen sechs Monaten nach dem Datum des Eingangs des Antrags auf Änderung einen Entwurf der vorgeschlagenen Änderungen vorlegen. Binnen drei Monaten ab dem Datum des Eingangs des Entwurfs ändert oder genehmigt ACER die Änderungen und veröffentlicht sie auf ihrer Website.

Kapitel V Betrieb des Übertragungsnetzes

Artikel 28 Europäisches Netz der Übertragungsnetzbetreiber (Strom)

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber arbeiten auf Unionsebene im Rahmen von ENTSO (Strom) zusammen, um die Vollendung und das Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarkts und des zonenübergreifenden Handels zu fördern und die optimale

Verwaltung, den koordinierten Betrieb und die sachgerechte technische Weiterentwicklung des europäischen Stromübertragungsnetzes sicherzustellen.

(2) Bei der Wahrnehmung seiner Aufgaben auf der Grundlage des Unionsrechts handelt ENTSO (Strom) im Hinblick auf die Errichtung eines gut funktionierenden und integrierten Elektrizitätsbinnenmarkts und trägt zu einer effizienten und nachhaltigen Verwirklichung der im Rahmen für die Klima- und Energiepolitik im Zeitraum 2020 bis 2030 festgelegten Ziele bei, indem er insbesondere die effiziente Integration von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen und die Steigerung der Energieeffizienz unterstützt, gleichzeitig jedoch die Systemsicherheit aufrechterhält. ENTSO (Strom) verfügt über eine für die Wahrnehmung seiner Aufgaben angemessene Ausstattung mit personellen und finanziellen Ressourcen.

Artikel 29 ENTSO (Strom)

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber legen der Kommission und ACER die Entwürfe für Abänderungen der Satzung, der Liste der Mitglieder oder der Geschäftsordnung von ENTSO (Strom) vor.

(2) Binnen zwei Monaten ab dem Eingang der Entwürfe für Abänderungen der Satzung, der Mitgliederliste und der Geschäftsordnung übermittelt ACER der Kommission nach Anhörung der Organisationen, die alle Interessenträger — insbesondere die Netzbenutzer einschließlich der Kunden — vertreten, eine Stellungnahme zu diesen Entwürfen für Abänderungen der Satzung, der Mitgliederliste oder der Geschäftsordnung.

(3) Unter Berücksichtigung der in Absatz 2 vorgesehenen Stellungnahme von ACER und binnen drei Monaten nach dem Tag des Eingangs dieser Stellungnahme gibt die Kommission eine Stellungnahme zu den Entwürfen für Abänderungen der Satzung, der Mitgliederliste oder der Geschäftsordnung ab.

(4) Binnen drei Monaten nach dem Eingang der befürwortenden Stellungnahme der Kommission verabschieden und veröffentlichen die Übertragungsnetzbetreiber die geänderte Satzung oder Geschäftsordnung.

(5) Im Fall von Änderungen oder auf begründeten Antrag der Kommission oder von ACER sind die in Absatz 1 genannten Unterlagen der Kommission und ACER vorzulegen. ACER und die Kommission nehmen gemäß den Absätzen 2, 3 und 4 Stellung.

Artikel 30 Aufgaben von ENTSO (Strom)

(1) ENTSO (Strom) muss

- a) in den in Artikel 59 Absätze 1 und 2 benannten Bereichen Netzkodizes ausarbeiten, damit die in Artikel 28 genannten Ziele erreicht werden;
- b) alle zwei Jahre einen nicht bindenden unionsweiten zehnjährigen Netzentwicklungsplan („unionsweiter Netzentwicklungsplan“) annehmen und veröffentlichen;
- c) Vorschläge im Zusammenhang mit der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene gemäß Artikel 23 und Vorschläge für die technischen Spezifikationen für die grenzüberschreitende Beteiligung an Kapazitätsmechanismen gemäß Artikel 26 Absatz 11 vorbereiten und verabschieden;
- d) Empfehlungen zur Koordinierung der technischen Zusammenarbeit zwischen der Union und den Übertragungsnetzbetreibern in Drittländern verabschieden;
- e) einen Rahmen für die Zusammenarbeit und die Koordinierung zwischen den regionalen Koordinierungszentren beschließen;
- f) einen Vorschlag zur Festlegung der Netzbetriebsregionen im Einklang mit Artikel 36 annehmen;
- g) mit den Verteilernetzbetreibern und der EU-VNBO zusammenarbeiten;
- h) die Digitalisierung der Übertragungsnetze einschließlich der Einführung intelligenter Netze, einer effizienten Datenerfassung in Echtzeit und intelligenter Messsysteme fördern;
- i) gemeinsame Instrumente zum Netzbetrieb für die Koordinierung des Netzbetriebs im Normalbetrieb und in Notfällen, einschließlich eines gemeinsamen Systems zur Einstufung von Störfällen, sowie Forschungspläne, einschließlich ihrer Umsetzung im Rahmen eines effizienten Forschungsprogramms, verabschieden; im Zusammenhang mit diesen Instrumenten wird unter anderem Folgendes angegeben bzw. festgelegt:
 - i) Informationen, die für die Verbesserung der operativen Koordinierung hilfreich sind, einschließlich entsprechender Day-Ahead-, Intraday- und

Echtzeitinformationen, sowie die optimale Häufigkeit der Erfassung und Weitergabe dieser Informationen;

- ii) welche Technologieplattform für den Informationsaustausch in Echtzeit zu verwenden ist und, falls erforderlich, welche Technologieplattformen für die Erfassung, Verarbeitung und Übermittlung der sonstigen Informationen gemäß Ziffer i sowie für die Umsetzung der Verfahren zu verwenden sind, mit denen die operative Koordinierung der Übertragungsnetzbetreiber im Hinblick auf die Möglichkeit ausgeweitet werden kann, dass diese Koordinierung künftig unionsweit erfolgt;
- iii) wie Übertragungsnetzbetreiber anderen Übertragungsnetzbetreibern oder anderen Einrichtungen, die formell beauftragt wurden, sie bei der operativen Koordinierung zu unterstützen, und ACER betriebsbezogene Informationen zur Verfügung stellen und
- iv) dass die Übertragungsnetzbetreiber eine Kontaktstelle bestimmen, die Anfragen anderer Übertragungsnetzbetreiber oder anderer gemäß Ziffer iii formell beauftragter Einrichtungen oder ACER nach solchen Informationen zu beantworten hat;
- j) ein Jahresarbeitsprogramm annehmen;
- k) zur Festlegung von Interoperabilitätsanforderungen und zu diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren für den Zugang zu Daten gemäß Artikel 24 der Richtlinie (EU) 2019/944 beitragen;
- l) einen Jahresbericht annehmen;
- m) gemäß Artikel 9 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2019/941 saisonale Abschätzungen zur Angemessenheit durchführen und annehmen;
- n) die Cybersicherheit und den Datenschutz in Zusammenarbeit mit den maßgeblichen Behörden und regulierten Unternehmen fördern;
- o) bei der Wahrnehmung seiner Aufgaben die Entwicklung der Laststeuerung berücksichtigen.

(2) ENTSO (Strom) meldet ACER Mängel, die im Zusammenhang mit der Einrichtung und der Arbeit der regionalen Koordinierungszentren festgestellt wurden.

(3) ENTSO (Strom) veröffentlicht die Protokolle seiner Generalversammlung sowie der Sitzungen seines Verwaltungsrats und seiner Ausschüsse und informiert die Öffentlichkeit regelmäßig über seine Beschlussfassung und Tätigkeiten.

(4) Das in Absatz 1 Buchstabe j genannte Jahresarbeitsprogramm enthält eine Auflistung und eine Beschreibung der auszuarbeitenden Netzkodizes, einen Plan für die Koordinierung des Netzbetriebs sowie Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten, die in dem jeweiligen Jahr zu erfolgen haben, und einen vorläufigen Zeitplan.

(5) ENTSO (Strom) stellt alle Informationen zur Verfügung, die ACER benötigt, um ihre Aufgaben gemäß Artikel 32 Absatz 1 zu erfüllen. Um ENTSO (Strom) in die Lage zu versetzen dieser Anforderung zu entsprechen, stellen die Übertragungsnetzbetreiber alle benötigten Informationen zur Verfügung.

(6) Auf Antrag der Kommission übermittelt ENTSO (Strom) der Kommission seine Stellungnahme zu dem Erlass von Leitlinien nach Artikel 61.

Artikel 31 Konsultationen

(1) ENTSO (Strom) führt im Rahmen der Ausarbeitung der gemäß Artikel 30 Absatz 1 anzunehmenden Vorschläge ein ausführliches Konsultationsverfahren durch. Das Konsultationsverfahren ist so strukturiert, dass die Kommentare der Interessenträger, einschließlich aller maßgeblichen Interessenträger, insbesondere der Organisationen, die solche Interessenträger vertreten, vor der endgültigen Annahme auf offene und transparente Weise gemäß der in Artikel 29 genannten Geschäftsordnung eingearbeitet werden können. Bei den Konsultationen werden die Regulierungsbehörden und andere nationale Behörden, Versorgungs- und Erzeugungsunternehmen, Netznutzer, einschließlich der Kunden, Verteilernetzbetreiber sowie die maßgeblichen Branchenverbände, technischen Gremien und Foren der Interessenträger einbezogen. Dabei wird das Ziel verfolgt, während des Entscheidungsprozesses die Standpunkte und Vorschläge aller maßgeblichen Kreise einzuholen.

(2) Alle Unterlagen und Sitzungsprotokolle zu den in Absatz 1 genannten Konsultationen werden der Öffentlichkeit zugänglich gemacht.

(3) Vor der Verabschiedung der Vorschläge nach Artikel 30 Absatz 1 teilt ENTSO (Strom) mit, wie die im Rahmen der Konsultationen erhaltenen Stellungnahmen berücksichtigt wurden. Wurden Stellungnahmen nicht berücksichtigt, so gibt ENTSO (Strom) eine Begründung ab.

Artikel 32 Beobachtung durch ACER

(1) ACER beobachtet die Durchführung der in Artikel 30 Absätze 1, 2 und 3 genannten Aufgaben von ENTSO (Strom) und erstattet der Kommission Bericht.

ACER beobachtet die Umsetzung der Netzkodizes, die gemäß Artikel 59 ausgearbei-

tet wurden, durch ENTSO (Strom). Falls ENTSO (Strom) solche Netzkodizes nicht umgesetzt hat, fordert ACER ENTSO (Strom) auf, eine ordnungsgemäß begründete Erklärung vorzulegen, warum die Umsetzung nicht erfolgt ist. ACER informiert die Kommission über diese Erklärung und legt ihre Stellungnahme dazu vor.

ACER beobachtet und analysiert die Umsetzung der von der Kommission nach Artikel 58 Absatz 1 erlassenen Netzkodizes und Leitlinien sowie deren Auswirkungen auf die Harmonisierung der geltenden Regeln zur Förderung der Marktintegration und auf die unterschiedslose Behandlung, den wirksamen Wettbewerb und das effiziente Funktionieren des Marktes, und sie erstattet der Kommission hierüber Bericht.

(2) ENTSO (Strom) unterbreitet ACER den Entwurf des unionsweiten Netzentwicklungsplans und den Entwurf des Jahresarbeitsprogramms einschließlich der Informationen zum Konsultationsverfahren sowie die anderen in Artikel 30 Absatz 1 genannten Unterlagen zur Stellungnahme.

Binnen zwei Monaten ab dem Tag des Eingangs der Unterlagen gibt ACER eine ordnungsgemäß mit Gründen versehene Stellungnahme ab und richtet Empfehlungen an ENTSO (Strom) und an die Kommission, falls ihres Erachtens der Entwurf des Jahresarbeitsprogramms oder der Entwurf des unionsweiten Netzentwicklungsplans, die von ENTSO (Strom) vorgelegt wurden, nicht zur unterschiedslosen Behandlung, zum wirksamen Wettbewerb, zum effizienten Funktionieren des Marktes oder zu einem ausreichenden Maß an grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen, zu denen Dritte Zugang haben, beiträgt.

Artikel 33 Kosten

Die Kosten im Zusammenhang mit den in den Artikeln 28 bis 32 und 58 bis 61 dieser Verordnung und in Artikel 11 der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates²² genannten Tätigkeiten von ENTSO (Strom) werden von den Übertragungsnetzbetreibern getragen und bei der Entgeltberechnung berücksichtigt. Die Regulierungsbehörden genehmigen diese Kosten nur dann, wenn sie angemessen und sachbezogen sind.

²² Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 713/2009, (EG) Nr. 714/2009 und (EG) Nr. 715/2009 (ABl. L 115 vom 25.4.2013, S. 39).

Artikel 34 Regionale Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber etablieren innerhalb von ENTSO (Strom) eine regionale Zusammenarbeit, um zu den in Artikel 30 Absätze 1, 2 und 3 genannten Tätigkeiten beizutragen. Sie veröffentlichen insbesondere alle zwei Jahre einen regionalen Investitionsplan und können auf der Grundlage dieses regionalen Investitionsplans Investitionsentscheidungen treffen. ENTSO (Strom) fördert die Zusammenarbeit zwischen den Übertragungsnetzbetreibern auf regionaler Ebene und stellt dabei in den noch nicht auf Unionsebene harmonisierten Bereichen die Interoperabilität, Kommunikation und Beobachtung der regionalen Fortschritte sicher.

(2) Die Übertragungsnetzbetreiber fördern netztechnische Vereinbarungen, damit die optimale Netzverwaltung sichergestellt ist, sie fördern die Weiterentwicklung von Energiebörsen, die koordinierte Vergabe grenzüberschreitender Kapazitäten durch diskriminierungsfreie marktbasierte Lösungen, wobei sie die spezifischen Vorteile von impliziten Auktionen für die kurzfristige Vergabe gebührend berücksichtigen, und sie fördern die Einbeziehung von Mechanismen für den Ausgleich und für die Reserveleistung.

(3) Zur Verwirklichung der in den Absätzen 1 und 2 genannten Ziele kann das geografische Gebiet, auf das sich die einzelnen Strukturen der regionalen Zusammenarbeit erstrecken, von der Kommission festgelegt werden, wobei bestehenden Strukturen der regionalen Zusammenarbeit Rechnung getragen wird. Jeder Mitgliedstaat kann die Zusammenarbeit in mehr als einem geografischen Gebiet fördern.

Die Kommission ist gemäß Artikel 68 befugt, delegierte Rechtsakte zur Ergänzung der vorliegenden Verordnung durch Festlegung des geografischen Gebiets zu erlassen, auf das sich die einzelnen Strukturen der regionalen Zusammenarbeit erstrecken. Zu diesem Zweck konsultiert die Kommission die Regulierungsbehörden, ACER und ENTSO (Strom).

Die delegierten Rechtsakte nach diesem Absatz gelten unbeschadet des Artikels 36.

Artikel 35 Einrichtung und Aufgaben der regionalen Koordinierungszentren

(1) Bis zum 5. Juli 2020 legen alle Übertragungsnetzbetreiber einer Netzbetriebsregion den betroffenen Regulierungsbehörden einen Vorschlag für die Einrichtung regionaler Koordinierungszentren gemäß den in diesem Kapitel festgelegten Kriterien vor. Die Regulierungsbehörden der Netzbetriebsregion überprüfen und billigen den Vorschlag.

Der Vorschlag umfasst zumindest Folgendes:

- a) den Mitgliedstaat, in dem das regionale Koordinierungszentrum seinen voraussichtlichen Sitz haben wird, und die teilnehmenden Übertragungsnetzbetreiber,
- b) die organisatorischen, finanziellen und betrieblichen Regelungen, mit denen ein effizienter, sicherer und zuverlässiger Betrieb des Verbundübertragungsnetzes sichergestellt wird,
- c) einen Umsetzungsplan für die Inbetriebnahme der regionalen Koordinierungszentren,
- d) die Satzung und die Geschäftsordnung der regionalen Koordinierungszentren,
- e) eine Beschreibung der Verfahren für die Zusammenarbeit gemäß Artikel 38,
- f) eine Beschreibung der Regelungen bezüglich der Haftung der regionalen Koordinierungszentren gemäß Artikel 47,
- g) wenn zwei regionale Koordinierungszentren gemäß Artikel 36 Absatz 2 auf Rotationsbasis unterhalten werden, eine Beschreibung der Vorkehrungen, mit denen für klare Zuständigkeiten für diese regionalen Koordinierungszentren und Verfahren bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben gesorgt wird.

(2) Nachdem die Regulierungsbehörden den Vorschlag gemäß Absatz 1 genehmigt haben, ersetzen die regionalen Koordinierungszentren die regionalen Sicherheitskoordinatoren, die gemäß der auf der Grundlage von Artikel 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für den Netzbetrieb eingerichtet wurden, und nehmen bis zum 1. Juli 2022 ihre Tätigkeit auf.

(3) Für regionale Koordinierungszentren gelten die in Anhang II der Richtlinie (EU) 2017/1132 des Europäischen Parlaments und des Rates²³ genannten Rechtsformen.

(4) Bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben auf der Grundlage des Unionsrechts handeln die regionalen Koordinierungszentren unabhängig von einzelnen nationalen Interessen oder den Interessen der Übertragungsnetzbetreiber.

(5) Die regionalen Koordinierungszentren ergänzen die Funktion der Übertragungsnetzbetreiber, indem sie Aufgaben von regionaler Bedeutung wahrnehmen, die ihnen

²³ Richtlinie (EU) 2017/1132 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. Juni 2017 über bestimmte Aspekte des Gesellschaftsrechts (ABl. L 169 vom 30.6.2017, S. 46).

gemäß Artikel 37 zugewiesen werden. Die Übertragungsnetzbetreiber sind für die Übertragung von Elektrizität durch das Netz und für ein sicheres, zuverlässiges und effizientes Stromsystem im Einklang mit Artikel 40 Absatz 1 Buchstabe d der Richtlinie (EU) 2019/944 verantwortlich.

Artikel 36 Geografischer Zuständigkeitsbereich der regionalen Koordinierungszentren

(1) ENTSO (Strom) legt ACER bis zum 5. Januar 2020 einen Vorschlag vor, in dem angegeben ist, welche Übertragungsnetzbetreiber, Gebotszonen, Gebotszonengrenzen, Kapazitätsberechnungsregionen und Nichtverfügbarkeitskoordinierungsregionen von den einzelnen Netzbetriebsregionen erfasst werden. In dem Vorschlag wird die Netztopologie berücksichtigt, einschließlich des Grades der Vernetzung und der gegenseitigen Abhängigkeit der Stromsysteme in Bezug auf Stromflüsse und die Größe der Region, die mindestens eine Kapazitätsberechnungsregion umfasst.

(2) Die Übertragungsnetzbetreiber einer Netzbetriebsregion beteiligen sich an dem in dieser Region eingerichteten regionalen Koordinierungszentrum. Ist die Regelzone eines Übertragungsnetzbetreibers ausnahmsweise Teil verschiedener Synchrongebiete, so kann der Übertragungsnetzbetreiber an zwei regionalen Koordinierungszentren teilnehmen. Für die Gebotszonengrenzen zu Netzbetriebsregionen wird in dem Vorschlag gemäß Absatz 1 festgelegt, wie die Koordinierung zwischen den regionalen Koordinierungszentren für diese Grenzen zu erfolgen hat. Falls sich die Tätigkeiten zweier regionaler Koordinierungszentren in einer Netzbetriebsregion im Synchrongebiet Kontinentaleuropa überschneiden, beschließen die Übertragungsnetzbetreiber dieser Netzbetriebsregion, dass entweder ein einziges regionales Koordinierungszentrum in dieser Region benannt wird oder dass die beiden regionalen Koordinierungszentren einige oder alle Aufgaben von regionaler Bedeutung in der gesamten Netzbetriebsregion im Rotationsverfahren wahrnehmen und andere Aufgaben von einem einzigen benannten regionalen Koordinierungszentrum wahrgenommen werden.

(3) Binnen drei Monaten nach Eingang des Vorschlags zur Festlegung der Netzbetriebsregionen gemäß Absatz 1 nimmt ACER diesen entweder an oder schlägt Änderungen vor. Im letzteren Fall konsultiert ACER vor Annahme der Änderungen von ENTSO (Strom). Der angenommene Vorschlag wird auf der Website von ACER veröffentlicht.

(4) Die maßgeblichen Übertragungsnetzbetreiber können ACER einen Vorschlag zur Änderung der gemäß Absatz 1 festgelegten Netzbetriebsregionen vorlegen. Das Verfahren in Absatz 3 findet Anwendung.

Artikel 37 Aufgaben der regionalen Koordinierungszentren

(1) Jedes regionale Koordinierungszentrum nimmt mindestens alle folgenden Aufgaben von regionaler Bedeutung in der gesamten Netzbetriebsregion wahr, in der es eingerichtet wurde:

- a) Durchführung der koordinierten Kapazitätsberechnung im Einklang mit den Methoden, die gemäß der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement ausgearbeitet wurden,
- b) Durchführung der koordinierten Sicherheitsanalyse im Einklang mit den Methoden, die gemäß der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für den Netzbetrieb entwickelt wurden,
- c) Schaffung gemeinsamer Netzmodelle im Einklang mit den Methoden und Verfahren, die gemäß der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für den Netzbetrieb ausgearbeitet wurden,
- d) Unterstützung der Bewertung der Kohärenz der Schutz- und Netzwiederaufbaupläne der Übertragungsnetzbetreiber im Einklang mit dem Verfahren gemäß dem auf Grundlage des Artikels 6 Absatz 11 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes,
- e) Erstellung regionaler Prognosen zur Angemessenheit des Stromsystems für den Week-Ahead- bis mindestens zum Day-Ahead-Zeitbereich und Vorbereitung von Maßnahmen zur Risikominderung im Einklang mit der Methode gemäß Artikel 8 der Verordnung (EU) 2019/941 und den Verfahren, die in der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für den Netzbetrieb dargelegt sind,
- f) Koordinierung der Nichtverfügbarkeitsplanung auf regionaler Ebene im Einklang mit den Verfahren und Methoden, die in der auf der Grundlage des Ar-

tikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für den Netzbetrieb dargelegt sind,

- g) Ausbildung und Zertifizierung des Personals, das für die regionalen Koordinierungszentren arbeitet,
- h) Unterstützung der Koordinierung und Optimierung des regionalen Netzwiederaufbaus entsprechend den Anfragen von Übertragungsnetzbetreibern,
- i) Durchführung der nachträglichen Betriebs- und Störungsanalyse und entsprechende Berichterstattung,
- j) Bestimmung der Höhe der Reservekapazität in der Region,
- k) Erleichterung der regionalen Beschaffung von Regelleistung,
- l) auf Antrag der Übertragungsnetzbetreiber Unterstützung der Übertragungsnetzbetreiber bei der Optimierung der Abrechnungen zwischen Übertragungsnetzbetreibern,
- m) Durchführung der Aufgaben im Zusammenhang mit der Ermittlung regionaler Elektrizitätskrisenszenarien, sofern und soweit sie den regionalen Koordinierungszentren gemäß Artikel 6 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2019/941 übertragen wurden,
- n) Durchführung der Aufgaben im Zusammenhang mit den saisonalen Abschätzungen zur Angemessenheit der Stromerzeugung, sofern und soweit sie den regionalen Koordinierungszentren gemäß Artikel 9 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2019/941 übertragen wurden,
- o) Berechnung des Werts der maximalen Eintrittskapazität, die für die Beteiligung ausländischer Kapazitäten an Kapazitätsmechanismen zur Verfügung steht, zum Zweck der Abgabe einer Empfehlung nach Artikel 26 Absatz 7,
- p) Durchführung der Aufgaben in Verbindung mit der Unterstützung der Übertragungsnetzbetreiber bei der Ermittlung des Bedarfs an neuen Übertragungskapazitäten, an Modernisierung bestehender Übertragungskapazität oder an Alternativen, die den gemäß der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 eingerichteten regionalen Gruppen vorgelegt und in den zehnjährigen Netzentwicklungsplan gemäß Artikel 51 der Richtlinie (EU) 2019/944 aufgenommen werden.

Die in Unterabsatz 1 genannten Aufgaben werden in Anhang I ausführlicher erläutert.

(2) Auf Vorschlag der Kommission oder eines Mitgliedstaats gibt der gemäß Artikel 68 der Richtlinie (EU) 2019/944 eingerichtete Ausschuss eine Stellungnahme dazu ab, ob den regionalen Koordinierungszentren neue Beratungsaufgaben zugewiesen werden sollen. Gibt der Ausschuss eine befürwortende Stellungnahme zur Zuweisung neuer Beratungsaufgaben ab, so nehmen die regionalen Koordinierungszentren diese Aufgaben auf der Grundlage eines von ENTSO (Strom) ausgearbeiteten und von ACER nach dem Verfahren des Artikel 27 genehmigten Vorschlags wahr.

(3) Die Übertragungsnetzbetreiber stellen ihren regionalen Koordinierungszentren die Informationen zur Verfügung, die diese zur Erfüllung ihrer Aufgaben benötigen.

(4) Die regionalen Koordinierungszentren stellen den Übertragungsnetzbetreibern ihrer Netzbetriebsregion alle Informationen zur Verfügung, die zur Umsetzung der von den regionalen Koordinierungszentren abgegebene koordinierten Maßnahmen und Empfehlungen erforderlich sind.

(5) Für die Aufgaben gemäß diesem Artikel, die nicht bereits in den einschlägigen Netzkodizes oder Leitlinien behandelt werden, erarbeitet ENTSO (Strom) im Einklang mit dem in Artikel 27 festgelegten Verfahren einen Vorschlag. Die regionalen Koordinierungszentren nehmen diese Aufgaben auf der Grundlage eines von ACER gebilligten Vorschlags wahr.

Artikel 38 Zusammenarbeit innerhalb und zwischen den regionalen Koordinierungszentren

Die Verwaltung der Koordinierung innerhalb und zwischen den regionalen Koordinierungszentren im laufenden Betrieb erfolgt mittels Verfahren der Zusammenarbeit zwischen den Übertragungsnetzbetreibern in der Region, einschließlich Regelungen für die Abstimmung zwischen den regionalen Koordinierungszentren, sofern dies zweckdienlich ist. Das Verfahren der Zusammenarbeit beruht auf

- a) Arbeitsregelungen zur Abdeckung von Planungs- und Betriebsaspekten, die für die Aufgaben gemäß Artikel 37 von Belang sind,
- b) einem Verfahren, das vorsieht, wie die Vorschläge der regionalen Koordinierungszentren gemeinsam mit den Übertragungsnetzbetreibern der Netzbetriebsregion und den maßgeblichen Interessenträgern und anderen regionalen Koordinierungszentren bei der Ausübung der betrieblichen Pflichten und Aufgaben gemäß Artikel 40 effizient und umfassend analysiert und geprüft werden,

- c) einem Verfahren für die Verabschiedung koordinierter Maßnahmen und Empfehlungen gemäß Artikel 42.

Artikel 39 Arbeitsregelungen

(1) Die regionalen Koordinierungszentren erstellen wirksame, umfassende, transparente und konsensfördernde Arbeitsregelungen zur Abdeckung von Planungs- und Betriebsaspekten im Zusammenhang mit den wahrzunehmenden Aufgaben, wobei den in Anhang I aufgeführten Besonderheiten und Anforderungen dieser Aufgaben Rechnung zu tragen ist. Zudem erarbeiten die regionalen Koordinierungszentren ein Verfahren für die Überarbeitung dieser Arbeitsregelungen.

(2) Die regionalen Koordinierungszentren sorgen dafür, dass die in Absatz 1 genannten Arbeitsregelungen Vorschriften für die Unterrichtung der betroffenen Parteien enthalten.

Artikel 40 Konsultationsverfahren

(1) Die regionalen Koordinierungszentren erarbeiten ein geeignetes Verfahren, mit dem bei der Ausübung ihrer täglichen betrieblichen Pflichten und Aufgaben eine angemessene und regelmäßige Konsultation der Übertragungsnetzbetreiber der Netzbetriebsregion, anderer regionaler Koordinierungszentren und der maßgeblichen Interessenträger sichergestellt wird. Damit Regulierungsfragen behandelt werden können, sind bei Bedarf die Regulierungsbehörden zu beteiligen.

(2) Die regionalen Koordinierungszentren konsultieren die Mitgliedstaaten der Netzbetriebsregion und, sofern vorhanden, ihre regionalen Foren zu politisch relevanten Fragen mit Ausnahme der laufenden Tätigkeiten der regionalen Koordinierungszentren und der Durchführung ihrer Aufgaben. Die regionalen Koordinierungszentren tragen den Empfehlungen der Mitgliedstaaten und ihrer etwaigen regionalen Foren gebührend Rechnung.

Artikel 41 Transparenz

(1) Die regionalen Koordinierungszentren erarbeiten ein Verfahren für die Einbeziehung der Interessenträger und organisieren regelmäßige Sitzungen mit ihnen, um Fragen im Zusammenhang mit dem effizienten, sicheren und zuverlässigen Betrieb des Verbundnetzes zu erörtern, Mängel zu ermitteln und Verbesserungen vorzuschlagen.

(2) ENTSO (Strom) und die regionalen Koordinierungszentren sind in voller Transpa-

renz gegenüber den Interessenträgern und der Öffentlichkeit tätig. Sie veröffentlichen alle maßgeblichen Unterlagen auf ihren jeweiligen Websites.

Artikel 42 Annahme und Überarbeitung von koordinierten Maßnahmen und Empfehlungen

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber einer Netzbetriebsregion erarbeiten ein Verfahren für die Annahme und Überarbeitung von koordinierten Maßnahmen und Empfehlungen, die die regionalen Koordinierungszentren im Einklang mit den Kriterien gemäß den Absätzen 2, 3 und 4 abgegeben haben.

(2) Die regionalen Koordinierungszentren geben an die Übertragungsnetzbetreiber gerichtete koordinierte Maßnahmen im Zusammenhang mit den in Artikel 37 Absatz 1 Buchstaben a und b genannten Aufgaben ab. Die Übertragungsnetzbetreiber setzen die koordinierten Maßnahmen um, außer in Fällen, in denen die Umsetzung der koordinierten Maßnahmen zu einer Verletzung der Betriebssicherheitsgrenzwerte führen würde, die jeder Übertragungsnetzbetreiber gemäß der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für den Netzbetrieb festlegt.

Beschließt ein Übertragungsnetzbetreiber, eine koordinierte Maßnahme aus den in diesem Absatz genannten Gründen nicht durchzuführen, so muss er dem regionalen Koordinierungszentrum und den Übertragungsnetzbetreibern der Netzbetriebsregion unverzüglich die genauen Gründe dafür auf transparente Weise darlegen. In diesen Fällen bewertet das regionale Koordinierungszentrum die Auswirkungen dieses Beschlusses auf die anderen Übertragungsnetzbetreiber der Netzbetriebsregion und kann vorbehaltlich des Verfahrens nach Absatz 1 eine Reihe anderer koordinierter Maßnahmen vorschlagen.

(3) Die regionalen Koordinierungszentren geben an die Übertragungsnetzbetreiber gerichtete Empfehlungen zu den in Artikel 37 Absatz 1 Buchstabe c bis p aufgeführten oder gemäß Artikel 37 Absatz 2 zugewiesenen Aufgaben ab.

Beschließt ein Übertragungsnetzbetreiber, von der in Absatz 1 genannten Empfehlung abzuweichen, so muss er den regionalen Koordinierungszentren und den anderen Übertragungsnetzbetreibern der Netzbetriebsregion die Gründe für seinen Beschluss ohne ungebührliche Verzögerung darlegen.

(4) Die Überarbeitung von koordinierten Maßnahmen oder einer Empfehlung wird auf Antrag eines oder mehrerer Übertragungsnetzbetreiber der Netzbetriebsregion ein-

geleitet. Nach der Überarbeitung der koordinierten Maßnahme oder der Empfehlung bestätigen oder ändern die regionalen Koordinierungszentren die Maßnahme.

(5) Wird eine koordinierte Maßnahme gemäß Absatz 4 dieses Artikels überarbeitet, so führt der Antrag auf Überarbeitung nicht zur Aussetzung der koordinierten Maßnahme, außer in den Fällen, in denen ihre Durchführung zu einer Verletzung der Betriebssicherheitsgrenzwerte führen würde, die jeder einzelne Übertragungsnetzbetreiber gemäß der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für den Netzbetrieb festlegt.

(6) Auf Vorschlag eines Mitgliedstaats oder der Kommission und nach Konsultation des gemäß Artikel 68 der Richtlinie (EU) 2019/944 eingesetzten Ausschusses können die Mitgliedstaaten einer Netzbetriebsregion gemeinsam beschließen, ihrem regionalen Koordinierungszentrum die Befugnis zur Abgabe koordinierter Maßnahmen für eine oder mehrere der in Artikel 37 Absatz 1 Buchstabe c bis p dieser Verordnung genannten Aufgaben zu übertragen.

Artikel 43 Verwaltungsrat der regionalen Koordinierungszentren

(1) Die regionalen Koordinierungszentren richten jeweils einen Verwaltungsrat ein, um Maßnahmen im Zusammenhang mit ihrer Leitung zu verabschieden und ihre Arbeit zu beobachten.

(2) Dem Verwaltungsrat gehören Mitglieder an, die alle Übertragungsnetzbetreiber der Netzbetriebsregion vertreten, die sich an den maßgeblichen regionalen Koordinierungszentren beteiligen.

(3) Der Verwaltungsrat ist zuständig für

- a) die Ausarbeitung und Billigung der Satzung und der Geschäftsordnung der regionalen Koordinierungszentren,
- b) die Entscheidung über die Organisationsstruktur und ihre Umsetzung,
- c) die Aufstellung und Billigung des jährlichen Haushaltsplans,
- d) die Ausarbeitung und Billigung der Verfahren der Zusammenarbeit gemäß Artikel 38.

(4) Der Verwaltungsrat ist nicht für die laufenden Tätigkeiten der regionalen Koordinierungszentren und die Erfüllung ihrer Aufgaben zuständig.

Artikel 44 Organisationsstruktur

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber einer Netzbetriebsregion richten eine Organisationsstruktur der regionalen Koordinierungszentren ein, auf deren Grundlage die regionalen Koordinationszentren ihre Aufgaben zuverlässig erfüllen können.

In der Organisationsstruktur sind festzulegen:

- a) die Befugnisse, Pflichten und Zuständigkeiten des Personals;
- b) die Beziehungen und Unterstellungsverhältnisse zwischen den verschiedenen Teilen und Verfahren der Organisation.

(2) Die regionalen Koordinierungszentren können Regionalbüros einrichten, um Besonderheiten unterhalb der regionalen Ebene Rechnung zu tragen, oder — falls nachweislich unbedingt erforderlich — regionale Reservekoordinierungszentren einrichten, damit ihre Aufgaben effizient und zuverlässig erfüllt werden.

Artikel 45 Ausstattung und Personal

Die regionalen Koordinierungszentren müssen über alle personellen, technischen, materiellen und finanziellen Ressourcen verfügen, die zur Erfüllung ihrer Pflichten im Rahmen dieser Verordnung und zur unabhängigen und unparteiischen Wahrnehmung ihrer Aufgaben erforderlich sind.

Artikel 46 Beobachtung und Berichterstattung

(1) Die regionalen Koordinierungszentren richten ein Verfahren ein, mit dem fortlaufend mindestens Folgendes beobachtet wird:

- a) ihre betriebliche Leistung;
- b) die abgegebenen koordinierten Maßnahmen und Empfehlungen, der Grad der Umsetzung der koordinierten Maßnahmen und der Empfehlungen durch die Übertragungsnetzbetreiber und die erzielten Ergebnisse;
- c) die Wirksamkeit und Effizienz aller Aufgaben, für die sie zuständig sind, und — falls vorgesehen — die Rotation der Aufgaben.

(2) Die regionalen Koordinierungszentren legen ihre Kosten auf transparente Weise dar und melden sie ACER und den Regulierungsbehörden der Netzbetriebsregion.

(3) Die regionalen Koordinierungszentren legen ENTSO (Strom), ACER, den Regulierungsbehörden der Netzbetriebsregion und der Koordinierungsgruppe „Strom“ einen Jahresbericht mit dem Ergebnis der Beobachtung gemäß Absatz 1 und Informa-

tionen über ihre Leistungen vor.

(4) Die regionalen Koordinierungszentren melden ENTSO (Strom), den Regulierungsbehörden der Netzbetriebsregion, ACER und den für die Verhütung und Bewältigung von Krisensituationen zuständigen Behörden der Mitgliedstaaten die von ihnen im Beobachtungsverfahren nach Absatz 1 festgestellten Mängel. Aufgrund dieses Berichts können die maßgeblichen Regulierungsbehörden der jeweiligen Netzbetriebsregion den regionalen Koordinierungszentren Maßnahmen zum Angehen der Mängel vorschlagen.

(5) Unbeschadet des notwendigen Wahrung der Sicherheit und der Vertraulichkeit von Geschäftsinformationen veröffentlichen die regionalen Koordinierungszentren die Berichte gemäß den Absätzen 3 und 4.

Artikel 47 Haftung

In den Vorschlägen für die Einsetzung regionaler Koordinierungszentren gemäß Artikel 35 nehmen die Übertragungsnetzbetreiber in der Netzbetriebsregion die notwendigen Vorkehrungen zur Deckung der Haftung im Zusammenhang mit der Ausübung der Aufgaben der regionalen Koordinierungszentren auf. Die zur Deckung der Haftung verwendete Methode muss dem Rechtsstatus der regionalen Koordinierungszentren und der Höhe der verfügbaren gewerblichen Versicherungsdeckung Rechnung tragen.

Artikel 48 Zehnjähriger Netzentwicklungsplan

(1) Der in Artikel 30 Absatz 1 Buchstabe b genannte unionsweite Netzentwicklungsplan enthält die Modellierung des integrierten Netzes, die Entwicklung von Szenarien und eine Bewertung der Belastbarkeit des Systems.

Der unionsweite Netzentwicklungsplan erfüllt insbesondere folgende Anforderungen:

- a) Er beruht auf den nationalen Investitionsplänen — unter Berücksichtigung der in Artikel 34 Absatz 1 dieser Verordnung genannten regionalen Investitionspläne — und auf den etwaigen unionsbezogenen Aspekten der Netzplanung gemäß der Verordnung (EU) Nr. 347/2013; er ist Gegenstand einer Kosten-Nutzen-Analyse nach der Methode gemäß Artikel 11 der genannten Verordnung.
- b) Hinsichtlich der grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen beruht er auch auf den angemessenen Bedürfnissen verschiedener Netznutzer und schließt

langfristige Verpflichtungen von Investoren nach den Artikeln 44 und 51 der Richtlinie (EU) 2019/944 ein.

- c) In ihm werden Investitionslücken aufgezeigt, insbesondere in Bezug auf grenzüberschreitende Kapazitäten.

Hinsichtlich Unterabsatz 1 Buchstabe c kann dem unionsweiten Netzentwicklungsplan eine Analyse der Hemmnisse für die Erhöhung der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten infolge unterschiedlicher Genehmigungsverfahren oder -methoden beigelegt werden.

(2) ACER legt eine Stellungnahme zu den nationalen zehnjährigen Netzentwicklungsplänen vor, in dem sie deren Vereinbarkeit mit dem unionsweiten Netzentwicklungsplan begutachtet. Stellt ACER Unvereinbarkeiten zwischen einem nationalen zehnjährigen Netzentwicklungsplan und einem unionsweiten Netzentwicklungsplan fest, so empfiehlt sie die Änderung des nationalen zehnjährigen Netzentwicklungsplans bzw. des unionsweiten Netzentwicklungsplans. Falls ein solcher nationaler zehnjähriger Netzentwicklungsplan gemäß Artikel 51 der Richtlinie (EU) 2019/944 ausgearbeitet wird, empfiehlt ACER der betroffenen Regulierungsbehörde die Änderung des nationalen Zehnjahresnetzentwicklungsplans nach Maßgabe von Artikel 51 Absatz 7 der genannten Richtlinie und unterrichtet die Kommission darüber.

Artikel 49 Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern

(1) Übertragungsnetzbetreiber erhalten einen Ausgleich für die Kosten, die durch grenzüberschreitende Stromflüsse über ihre Netze entstehen.

(2) Den in Absatz 1 genannten Ausgleich leisten die Betreiber der nationalen Übertragungsnetze, aus denen die grenzüberschreitenden Stromflüsse stammen, und der Netze, in denen diese Stromflüsse enden.

(3) Die Ausgleichszahlungen werden regelmäßig für einen bestimmten vergangenen Zeitraum geleistet. Die Zahlungen werden, wenn nötig, nachträglich den tatsächlich entstandenen Kosten angepasst.

Der erste Zeitraum, für den Ausgleichszahlungen zu leisten sind, wird in den Leitlinien nach Artikel 61 festgesetzt.

(4) Die Kommission erlässt nach Artikel 68 delegierte Rechtsakte zur Ergänzung dieser Verordnung durch die Festlegung der Höhe der zu leistenden Ausgleichszahlungen.

(5) Die Größe der durchgeleiteten grenzüberschreitenden Stromflüsse und die Größe

der grenzüberschreitenden Stromflüsse, bei denen festgestellt wurde, dass sie aus nationalen Übertragungsnetzen stammen oder dort enden, werden auf der Grundlage der in einem bestimmten Zeitraum tatsächlich gemessenen materiellen Leistungsflüsse bestimmt.

(6) Die infolge der Durchleitung grenzüberschreitender Stromflüsse entstandenen Kosten werden auf der Grundlage der zu erwartenden langfristigen durchschnittlichen Inkrementalkosten ermittelt, wobei Verluste, Investitionen in neue Infrastrukturen und ein angemessener Teil der Kosten der vorhandenen Infrastruktur zu berücksichtigen sind, soweit diese Infrastruktur zur Übertragung grenzüberschreitender Stromflüsse genutzt wird, wobei insbesondere zu berücksichtigen ist, dass die Versorgungssicherheit zu gewährleisten ist. Bei der Ermittlung der entstandenen Kosten werden anerkannte Standardkostenberechnungsverfahren verwendet. Nutzen, der in einem Netz infolge der Durchleitung grenzüberschreitender Stromflüsse entsteht, ist zur Verringerung des erhaltenen Ausgleichs zu berücksichtigen.

(7) Gehören Übertragungsnetze von zwei oder mehr Mitgliedstaaten ganz oder teilweise als Teil zu einem einzigen Regelblock, so wird ausschließlich für die Zwecke des Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern der Regelblock in seiner Gesamtheit als Teil des Übertragungsnetzes eines der betroffenen Mitgliedstaaten angesehen, damit Stromflüsse innerhalb von Regelblöcken nicht als grenzüberschreitende Stromflüsse gemäß Artikel 2 Absatz 2 Buchstabe b angesehen werden und keine Ausgleichszahlungen gemäß Absatz 1 auslösen. Die Regulierungsbehörden der betroffenen Mitgliedstaaten können beschließen, als Teil welches betroffenen Mitgliedstaats der Regelblock in seiner Gesamtheit angesehen wird.

Artikel 50 Bereitstellung von Informationen

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber richten Verfahren für die Koordinierung und den Informationsaustausch ein, um die Netzsicherheit im Rahmen des Engpassmanagements zu gewährleisten.

(2) Die von den Übertragungsnetzbetreibern verwendeten Sicherheits-, Betriebs- und Planungsnormen werden öffentlich bekannt gemacht. Zu den veröffentlichten Informationen gehört ein allgemeines Modell für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge, das auf den elektrischen und physikalischen Netzmerkmalen beruht. Derartige Modelle müssen durch die Regulierungsbehörden genehmigt werden.

(3) Die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen die für jeden Tag geschätzte verfügbare Übertragungskapazität unter Angabe etwaiger bereits reservierter Kapazitäten. Diese Veröffentlichungen erfolgen zu bestimmten Zeitpunkten vor dem Übertragungstag und umfassen auf jeden Fall Schätzungen für die nächste Woche und den nächsten Monat sowie quantitative Angaben darüber, wie verlässlich die verfügbare Kapazität voraussichtlich bereitgestellt werden kann.

(4) Die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen maßgeblichen Daten über die aggregierte Prognose und über die tatsächliche Nachfrage, über die Verfügbarkeit und die tatsächliche Nutzung der Erzeugungskapazität und der Lasteinheiten, über die Verfügbarkeit und die Nutzung des Netzes und der Verbindungsleitungen und über die Regelleistung, die Reservekapazität und die verfügbare Flexibilität. In Bezug auf die Verfügbarkeit und die tatsächliche Verwendung kleiner Stromerzeugungs- und Lasteinheiten können aggregierte Schätzwerte verwendet werden.

(5) Die betroffenen Marktteilnehmer stellen den Übertragungsnetzbetreibern die maßgeblichen Daten zur Verfügung.

(6) Erzeugungsunternehmen, die Eigentümer oder Betreiber von Erzeugungsanlagen sind, von denen zumindest eine über eine installierte Kapazität von mindestens 250 MW verfügt, oder die ein Portfolio von Erzeugungsanlagen mit einer Kapazität von mindestens 400 MW haben, halten für die Regulierungsbehörde, die nationale Wettbewerbsbehörde und die Kommission fünf Jahre lang für jede Anlage alle Stunden- und Minuten- und Sekundenwerte zur Verfügung, die zur Überprüfung aller betrieblichen Einsatzentscheidungen und des Bietverhaltens an Strombörsen, bei Auktionen für die Verbindungskapazität, auf den Reserveleistungsmärkten und auf den außerbörslichen Märkten erforderlich sind. Zu den pro Anlage und pro Stunde zu speichernden Daten gehören unter anderem Daten über die zum Zeitpunkt des Gebots und der Erzeugung verfügbare Erzeugungskapazität und die gebundenen Reservekapazitäten, einschließlich Daten über die Vergabe dieser gebundenen Reservekapazitäten pro Anlage.

(7) Die Übertragungsnetzbetreiber tauschen regelmäßig einen Satz ausreichend genauer Netz- und Lastflussdaten aus, um jedem Übertragungsnetzbetreiber in seinem maßgeblichen Gebiet die Berechnung von Lastflüssen zu ermöglichen. Der gleiche Datensatz ist den Regulierungsbehörden, der Kommission und den Mitgliedstaaten auf Anfrage zur Verfügung zu stellen. Die Regulierungsbehörden, die Mitgliedstaaten und die Kommission behandeln diesen Datensatz vertraulich und stellen sicher, dass auch alle Berater, der in ihrem Auftrag auf der Grundlage dieser Daten Analysen

durchführen, diesen Datensatz vertraulich behandeln.

Artikel 51 Zertifizierung von Übertragungsnetzbetreibern

(1) Die Kommission prüft die Mitteilung über die Zertifizierung eines Übertragungsnetzbetreibers nach Artikel 52 Absatz 6 der Richtlinie (EU) 2019/944 unmittelbar nach ihrem Eingang. Die Kommission übermittelt der maßgeblichen Regulierungsbehörde binnen zwei Monaten ab dem Eingang der Mitteilung ihre Stellungnahme bezüglich der Vereinbarkeit mit Artikel 43 und entweder Artikel 52 Absatz 2 oder Artikel 53 der Richtlinie (EU) 2019/944.

Für die Ausarbeitung der in Unterabsatz 1 genannten Stellungnahme kann die Kommission eine Stellungnahme von ACER zur Entscheidung der Regulierungsbehörde beantragen. In diesem Fall wird die in Unterabsatz 1 genannte Zweimonatsfrist um weitere zwei Monate verlängert.

Legt die Kommission innerhalb der in den Unterabsätzen 1 und 2 genannten Fristen keine Stellungnahme vor, so wird davon ausgegangen, dass sie keine Einwände gegen die Entscheidung der Regulierungsbehörde erhebt.

(2) Binnen zwei Monaten nach Eingang einer Stellungnahme der Kommission trifft die Regulierungsbehörde ihre endgültige Entscheidung bezüglich der Zertifizierung des Übertragungsnetzbetreibers, wobei sie die Stellungnahme der Kommission so weit wie möglich berücksichtigt. Die Entscheidung der Regulierungsbehörde wird zusammen mit der Stellungnahme der Kommission veröffentlicht.

(3) Die Regulierungsbehörden oder die Kommission können zu jedem Zeitpunkt des Verfahrens von einem Übertragungsnetzbetreiber oder Unternehmen, der bzw. das eine der Funktionen Erzeugung oder Versorgung wahrnimmt, die Vorlage sämtlicher für die Erfüllung ihrer Aufgaben gemäß diesem Artikel maßgeblichen Informationen verlangen.

(4) Die Regulierungsbehörden und die Kommission wahren die Vertraulichkeit von Geschäftsinformationen.

(5) Hat die Kommission eine Meldung über die Zertifizierung eines Übertragungsnetzbetreibers gemäß Artikel 43 Absatz 9 der Richtlinie (EU) 2019/944 erhalten, so trifft sie eine Entscheidung zu der Zertifizierung. Die Regulierungsbehörde kommt der Entscheidung der Kommission nach.

Kapitel VI Verteilernetzbetrieb

Artikel 52 Europäische Organisation der Verteilernetzbetreiber

(1) Die Verteilernetzbetreiber arbeiten auf Unionsebene im Rahmen der EU-VNBO zusammen, um die Vollendung und das Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarkts sowie die optimale Verwaltung und den koordinierten Betrieb der Verteiler- und Übertragungsnetze zu fördern. Die Verteilernetzbetreiber, die in der EU-VNBO mitarbeiten möchten, haben das Recht, eingetragene Mitglieder dieser Organisation zu werden. Eingetragene Mitglieder können selbst in der EU-VNBO mitarbeiten oder sich von dem vom Mitgliedstaat benannten nationalen Verband oder einem unionsweit tätigen Verband vertreten lassen.

(2) Verteilernetzbetreiber dürfen sich zu einer EU-VNBO zusammenschließen. Die EU-VNBO übernimmt die in Artikel 55 vorgesehenen Aufgaben und Verfahren. Als Sachverständigenorganisation, die im gemeinsamen Interesse der Union arbeitet, vertritt sie keine Partikularinteressen und versucht auch nicht, den Entscheidungsprozess zu beeinflussen, um sich für besondere Interessen einzusetzen.

(3) Die Mitglieder der EU-VNBO müssen sich eintragen lassen und einen fairen und angemessenen Mitgliedsbeitrag bezahlen, der die Anzahl der an den betreffenden Verteilernetzbetreiber angeschlossenen Kunden widerspiegelt.

Artikel 53 Gründung der EU-VNBO

(1) Die EU-VNBO besteht mindestens aus einer Generalversammlung, einem Verwaltungsrat, einer Strategieberatungsgruppe, Sachverständigengruppen und einem Generalsekretär.

(2) Bis zum 5. Juli 2020 legen die Verteilernetzbetreiber der Kommission und ACER den Entwurf der Satzung gemäß Artikel 54, einschließlich eines Verhaltenskodex, die Liste der eingetragenen Mitglieder und den Entwurf der Geschäftsordnung — einschließlich der Verfahrensregeln für die Konsultation von ENTSO (Strom) und anderer Interessenträger sowie der Finanzierungsvorschriften — der zu gründenden EU-VNBO vor.

Im Entwurf der Geschäftsordnung der EU-VNBO muss eine ausgewogene Vertretung aller teilnehmenden Verteilernetzbetreiber sichergestellt sein.

(3) Binnen zwei Monaten nach Eingang des Entwurfs der Satzung, der Mitgliederliste und des Entwurfs der Geschäftsordnung übermittelt ACER der Kommission nach der Anhörung der Organisationen, die alle Interessenträger — insbesondere die Vertei-

lernetzbenutzer — vertreten, ihre Stellungnahme.

(4) Binnen drei Monaten nach Eingang der Stellungnahme von ACER gibt die Kommission unter Berücksichtigung der in Absatz 3 vorgesehenen Stellungnahme von ACER eine Stellungnahme zum Entwurf der Satzung, zur Mitgliederliste und zum Entwurf der Geschäftsordnung ab.

(5) Binnen drei Monaten nach dem Eingangs der positiven Stellungnahme der Kommission gründen die Verteilernetzbetreiber die EU-VNBO und verabschieden und veröffentlichen deren Satzung und Geschäftsordnung.

(6) Im Fall von Änderungen oder auf begründeten Antrag einer der beiden sind die in Absatz 2 genannten Unterlagen der Kommission und ACER vorzulegen. ACER und die Kommission nehmen nach dem in den Absätzen 2, 3 und 4 festgelegten Verfahren Stellung.

(7) Die Kosten im Zusammenhang mit den Tätigkeiten der EU-VNBO werden von den als Mitglieder eingetragenen Verteilernetzbetreibern getragen und bei der Entgeltberechnung berücksichtigt. Die Regulierungsbehörden stimmen diesen Kosten nur dann zu, wenn sie angemessen und verhältnismäßig sind.

Artikel 54 Wesentliche Vorschriften und Verfahren für die EU-VNBO

(1) In der gemäß Artikel 53 verabschiedeten Satzung der EU-VNBO werden folgende Grundsätze verankert:

- a) Die Mitarbeit in der EU-VNBO ist auf eingetragene Mitglieder beschränkt, wobei die Mitglieder Befugnisse untereinander delegieren können.
- b) Strategische Entscheidungen zu den Tätigkeiten der EU-VNBO und politische Leitlinien für den Verwaltungsrat werden von der Generalversammlung verabschiedet.
- c) Beschlüsse der Generalversammlung gelten als angenommen,
 - i) wobei jedes Mitglied über eine Anzahl von Stimmen verfügt, die der jeweiligen Kundenzahl entspricht,
 - ii) wenn 65 % der auf die Mitglieder der Generalversammlung entfallenden Stimmen abgegeben sind, und
 - iii) der Beschluss durch eine Mehrheit von mindestens 55 % der Mitglieder der Generalversammlung erlassen wird.
- d) Beschlüsse der Generalversammlung gelten als abgelehnt,

- i) wobei jedes Mitglied über eine Anzahl von Stimmen verfügt, die der jeweiligen Kundenzahl entspricht,
 - ii) wenn 35 % der auf die Mitglieder der Generalversammlung entfallenden Stimmen abgegeben sind, und
 - iii) der Beschluss von mindestens 25 % der Mitglieder der Generalversammlung abgelehnt wird.
 - e) Der Verwaltungsrat wird von der Generalversammlung für eine Amtszeit von höchstens vier Jahren gewählt.
 - f) Der Verwaltungsrat benennt aus dem Kreise seiner Mitglieder den Präsidenten und die drei Vizepräsidenten.
 - g) Die Zusammenarbeit zwischen Verteilernetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern gemäß Artikel 56 und 57 wird vom Verwaltungsrat geleitet.
 - h) Beschlüsse des Verwaltungsrats werden mit einer absoluten Mehrheit angenommen.
 - i) Auf Vorschlag des Verwaltungsrats ernennt die Generalversammlung aus dem Kreise ihrer Mitglieder den Generalsekretär für eine Amtszeit von vier Jahren, die einmal verlängert werden kann.
 - j) Auf Vorschlag des Verwaltungsrats setzt die Generalversammlung Sachverständigengruppen ein, die aus höchstens 30 Mitgliedern bestehen und die zu einem Drittel Nichtmitglieder der EU-VNBO sein können; darüber hinaus wird eine Ländersachverständigengruppe eingesetzt, die aus genau einem Vertreter der Verteilernetzbetreiber je Mitgliedstaat besteht.
- (2) Mit den von der EU-VNBO verabschiedeten Verfahren wird sichergestellt, dass ihre Mitglieder fair und angemessen behandelt werden, und in den Verfahren kommt die vielfältige geografische und wirtschaftliche Struktur ihrer Mitgliedschaft zum Ausdruck. Insbesondere sehen die Verfahren vor, dass
- a) der Verwaltungsrat aus seinem Präsidenten und 27 Mitgliedervertretern besteht, von denen
 - i) Neun Vertreter die Vertreter von Mitgliedern mit mehr als 1 Million Netznutzern,
 - ii) Neun Vertreter die Vertreter von Mitgliedern mit mehr als 100 000 und weniger als 1 Million Netznutzern und

- iii) Neun Vertreter die Vertreter von Mitgliedern mit weniger als 100 000 Netznutzern sind;
- b) die Vertreter bestehender VNB-Verbände als Beobachter an den Sitzungen des Verwaltungsrats teilnehmen können;
- c) dem Verwaltungsrat höchstens drei Vertreter von Mitgliedern aus demselben Mitgliedstaat oder demselben Konzern angehören dürfen;
- d) jeder Vizepräsident des Verwaltungsrats aus dem Kreise der Vertreter der Mitglieder jeder der unter Buchstabe a beschriebenen Kategorien benannt wird;
- e) die Vertreter der Mitglieder aus ein und demselben Mitgliedstaat oder ein und demselben Konzern nicht die Mehrheit der Teilnehmer einer Sachverständigengruppe bilden dürfen;
- f) der Verwaltungsrat eine Strategieberatungsgruppe einsetzt, die ihm und den Sachverständigengruppen gegenüber Stellungnahmen abgibt und aus Vertretern der europäischen VNB-Verbände sowie aus Vertretern derjenigen Mitgliedstaaten, die im Verwaltungsrat nicht vertreten sind, besteht.

Artikel 55 Aufgaben der EU-VNBO

(1) Die EU-VNBO hat folgende Aufgaben:

- a) Förderung des Betriebs und der Planung von Verteilernetzen in Abstimmung mit dem Betrieb und der Planung von Übertragungsnetzen;
- b) Erleichterung der Integration erneuerbarer Energiequellen, dezentraler Energieerzeugung und anderer in das Verteilernetz eingebundener Ressourcen wie Energiespeicherung;
- c) Erleichterung der lastseitigen Flexibilität und Laststeuerung sowie des Zugangs der Nutzer von Verteilernetzen zu Märkten;
- d) Beitrag zur Digitalisierung der Verteilernetze einschließlich der Einführung intelligenter Netze und intelligenter Messsysteme;
- e) Unterstützung des Ausbaus der Datenverwaltung, der Cybersicherheit und des Datenschutzes in Zusammenarbeit mit den maßgeblichen Behörden und regulierten Unternehmen;

- f) Beteiligung an der Ausarbeitung von Netzkodizes, die für den Betrieb und die Planung der Verteilernetze sowie für den koordinierten Betrieb der Übertragungs- und Verteilernetze maßgeblich sind, gemäß Artikel 59.

(2) Die EU-VNBO muss außerdem

- a) in Zusammenarbeit mit ENTSO (Strom) die Durchführung der gemäß dieser Verordnung erlassenen Netzkodizes und Leitlinien beobachten, die für den Betrieb und die Planung der Verteilernetze sowie für den koordinierten Betrieb der Übertragungs- und Verteilernetze maßgeblich sind;
- b) mit ENTSO (Strom) zusammenarbeiten und bewährte Verfahren für den koordinierten Betrieb und die koordinierte Planung von Übertragungs- und Verteilernetzen übernehmen, zu denen beispielsweise der Datenaustausch zwischen den Betreibern und die Koordinierung von dezentralen Energieresourcen gehören;
- c) an der Ermittlung bewährter Verfahren für die in Absatz 1 aufgeführten Bereiche sowie für die Einführung von Verbesserungen der Energieeffizienz im Verteilernetz arbeiten;
- d) ein Jahresarbeitsprogramm und einen Jahresbericht verabschieden;
- e) ihre Tätigkeit gemäß dem Wettbewerbsrecht ausüben und Neutralität wahren.

Artikel 56 Konsultationen im Verfahren für die Ausarbeitung von Netzkodizes

(1) Während sie sich an der Ausarbeitung neuer Netzkodizes nach Artikel 59 beteiligt, konsultiert die EU-VNBO gemäß der in Artikel 53 genannten Verfahrensordnung für Konsultationen umfassend, frühzeitig und auf offene und transparente Weise alle maßgeblichen Interessenträger, insbesondere Organisationen, die solche Interessenträger vertreten. Bei den Konsultationen werden die nationalen Regulierungsbehörden und andere nationale Behörden, Versorgungs- und Erzeugungsunternehmen, Netznutzer einschließlich der Kunden, technische Gremien und Foren der Interessenträger einbezogen. Dabei wird das Ziel verfolgt, während des Entscheidungsprozesses die Standpunkte und Vorschläge aller maßgeblichen Kreise einzuholen.

(2) Alle Unterlagen und Sitzungsprotokolle zu den in Absatz 1 genannten Konsultationen werden der Öffentlichkeit zugänglich gemacht.

(3) Die EU-VNBO berücksichtigt die bei den Konsultationen dargelegten Standpunk-

te. Vor der Annahme von Vorschlägen für die in Artikel 59 genannten Netzkodizes teilt die EU-VNBO mit, wie die im Rahmen der Konsultationen erhaltenen Stellungnahmen berücksichtigt wurden. Wurden Stellungnahmen nicht berücksichtigt, so gibt ENTSO (Strom) eine Begründung ab.

Artikel 57 Zusammenarbeit zwischen Verteilernetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern

(1) Die Verteilernetzbetreiber und die Übertragungsnetzbetreiber arbeiten bei der Planung und dem Betrieb ihrer Netze zusammen. Insbesondere tauschen die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber alle Informationen und Daten aus, die die Ergebnisse von Erzeugungsanlagen und Laststeuerung, den täglichen Betrieb ihrer Netze sowie die langfristige Planung von Investitionen in die Netze betreffen und die erforderlich sind, um den kostenwirksamen, sicheren und zuverlässigen Ausbau und Betrieb ihrer Netze zu gewährleisten.

(2) Die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber arbeiten zusammen, um koordiniert auf Ressourcen wie dezentrale Erzeugung, Energiespeicherung oder Laststeuerung zugreifen zu können, die in bestimmten Bedarfsfällen sowohl den Verteilernetzbetreibern als auch den Übertragungsnetzbetreibern zugutekommen können.

Kapitel VII Netzkodizes und Leitlinien

Artikel 58 Verabschiedung von Netzkodizes und Leitlinien

(1) Die Kommission kann im Rahmen ihrer Befugnisse gemäß den Artikeln 59, 60 und 61 Durchführungsrechtsakte oder delegierte Rechtsakte erlassen. Solche Rechtsakte können entweder gemäß dem in Artikel 59 festgelegten Verfahren als Netzkodizes auf der Grundlage von Textvorschlägen, die von ENTSO (Strom) oder — sofern dies in der Prioritätenliste nach Artikel 59 Absatz 3 entsprechend festgelegt wurde — der EU-VNBO erforderlichenfalls in Zusammenarbeit mit ENTSO (Strom) und ACER ausgearbeitet wurden, oder als Leitlinien gemäß dem Verfahren nach Artikel 61 erlassen werden.

(2) Die Netzkodizes und Leitlinien

- a) müssen das zur Verwirklichung der Ziele dieser Verordnung erforderliche Mindestmaß an Harmonisierung herbeiführen,
- b) müssen etwaigen regionalen Besonderheiten Rechnung tragen,

- c) dürfen nicht über das für die Erreichung der Ziele von Buchstabe a erforderliche Maß hinausgehen und
- d) dürfen nicht das Recht der Mitgliedstaaten berühren, für Angelegenheiten, die nicht den zonenübergreifenden Handel betreffen, nationale Netzkodizes aufzustellen.

Artikel 59 Festlegung der Netzkodizes

(1) Die Kommission ist befugt, Durchführungsrechtsakte zu erlassen, um zur Gewährleistung einheitlicher Bedingungen für die Durchführung dieser Verordnung Netzkodizes für die folgenden Bereiche festzulegen:

- a) Regeln für Netzsicherheit und -zuverlässigkeit einschließlich der Regeln für technische Übertragungsreservekapazitäten zur Sicherstellung der Netzbetriebssicherheit sowie Regeln für die Interoperabilität zur Umsetzung von Artikel 34 bis 47 und Artikels 57 dieser Verordnung und Artikel 40 der Richtlinie (EU) 2019/944, darunter Regeln für Netzzustände, Entlastungsmaßnahmen und Betriebssicherheitsgrenzwerte, Spannungsregelung und Blindleistungsmanagement, Kurzschlussstrommanagement, Leistungsflussmanagement, Ausfallvariantenrechnung und -management, Schutzeinrichtungen und -maßnahmen, Datenaustausch, Konformität, Aus- und Weiterbildung, Betriebsplanung und Betriebssicherheitsanalyse, regionale Koordinierung der Betriebssicherheit, Nichtverfügbarkeitskoordinierung, Verfügbarkeitspläne für maßgebliche Anlagen, Leistungsbilanzanalyse, Systemdienstleistungen, Fahrplanerstellung und Betriebsplanungsdatenumgebungen (Operational Planning Data Environments, OPDE);
- b) Regeln für Kapazitätsvergabe und Engpassmanagement zur Umsetzung von Artikel 6 der Richtlinie (EU) 2019/944 und Artikel 7 bis 10, 13 bis 17 und 35 bis 37 dieser Verordnung, darunter Regeln für Methoden und Verfahren zur Berechnung der Day-Ahead-, Intraday- und langfristigen Kapazität, Netzmodelle, Gebotszonenkonfiguration, Redispatch und Countertrading, Handelsalgorithmen, Day-Ahead- und Intraday-Marktkopplung, Verbindlichkeit der vergebenen zonenübergreifenden Kapazität, Verteilung der Engpasserlöse, Risikoabsicherung bei zonenübergreifender Übertragung, Nominierungsverfahren sowie Deckung der Kosten der Kapazitätsvergabe und des Engpassmanagements;

- c) Regeln für den Handel in Bezug auf die technische und operative Bereitstellung der Netzzugangsdienste und den Ausgleich zwischen Netzen zur Umsetzung der Artikel 5, 6 und 17, einschließlich netzbezogener Regeln für die Reserveleistung, darunter Regeln für die Aufgaben und Zuständigkeiten, Plattformen für den Austausch von Regelarbeit, Zeitpunkte der Marktschließung, Anforderungen an Standard-Regelreserveprodukten und spezifische Regelreserveprodukte, Beschaffung von Regelreserve, Zuweisung grenzüberschreitender Übertragungskapazität für den Austausch von Regelreserve oder die Reserventeilung, Abrechnung von Regelarbeit, Abrechnung des Energieaustauschs zwischen Netzbetreibern, Abrechnung von Bilanzkreisabweichungen und Abrechnung von Regelleistung, Regeln für die Leistungsfrequenzregelung, qualitätsbestimmende Frequenzparameter und Frequenzqualitätszielparameter, Frequenzhaltungsreserven, Frequenzwiederherstellungsreserven, Ersatzreserven, den Reserveraustausch und die Reserventeilung, grenzüberschreitende Aktivierung von Reserven, Zeitregelungsverfahren sowie die Transparenz der Informationen;
- d) Regeln für die diskriminierungsfreie, transparente Erbringung nicht frequenzbezogener Systemdienstleistungen zur Umsetzung der Artikel 36, 40 und 54 der Richtlinie (EU) 2019/944 darunter statische Spannungsregelung, Schwungmasse, dynamische Blindstromstützung, Schwungmasse für die Netzstabilität, Kurzschlussstrom, Schwarzstartfähigkeit und Fähigkeit zum Inselbetrieb;
- e) Regeln für die Laststeuerung, einschließlich Aggregierung, Energiespeicherung und Lasteinschränkung zur Umsetzung der Artikel 17, 31, 32, 36, 40 und 54 der Richtlinie (EU) 2019/944 sowie von Artikel 57 dieser Verordnung.

Diese Durchführungsrechtsakte werden nach dem in Artikel 67 Absatz 2 vorgesehenen Prüfverfahren erlassen.

(2) Die Kommission ist gemäß Artikel 68 befugt, delegierte Rechtsakte zur Ergänzung dieser Verordnung durch Festlegung von Netzkodizes für die folgenden Bereiche zu erlassen:

- a) Regeln für den Netzanschluss, einschließlich Regeln für den Anschluss von Verbrauchsanlagen mit Übertragungsnetzanschluss, Verteilernetzanlagen und Verteilernetzen mit Übertragungsnetzanschluss, Anschluss von Verbrauchseinheiten, die zur Erbringung von Laststeuerung genutzt werden,

Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger, Netzanschlussbestimmungen für Hochspannungsgleichstromübertragungssysteme (HGÜ-Systeme), Bestimmungen für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung und erzeugungsseitige HGÜ-Stromrichterstationen sowie Betriebserlaubnisverfahren für den Netzanschluss;

- b) Regeln für den Datenaustausch, die Abrechnung und die Transparenz, insbesondere in Bezug auf Transferkapazitäten für maßgebliche Zeithorizonte, Schätzungen und tatsächliche Werte für die Zuweisung und Nutzung von Übertragungskapazitäten, die Prognose und die tatsächliche Nachfrage von Anlagen und deren Aggregation, einschließlich der Nichtverfügbarkeit von Anlagen, die prognostizierte und die tatsächliche Erzeugung von Erzeugungseinheiten und deren Aggregation, einschließlich der Nichtverfügbarkeit von Einheiten, die Verfügbarkeit und Nutzung von Netzen, Maßnahmen des Engpassmanagements und Regelarbeitsmarktdaten; die Regeln sollten die Art und Weise, wie die Informationen veröffentlicht werden, den Zeitpunkt der Veröffentlichung und die für die Bearbeitung verantwortlichen Stellen umfassen;
- c) Regeln für den Netzzugang Dritter;
- d) operative Notzustand- und Wiederaufbauverfahren bei Notfällen, einschließlich Systemschutzplänen, Netzwiederaufbauplänen, Marktinteraktionen, Informationsaustausch und Kommunikation sowie Instrumenten und Anlagen;
- e) branchenspezifische Regeln für die Cybersicherheitsaspekte grenzüberschreitender Stromflüsse, einschließlich Regeln für gemeinsame Mindestanforderungen, Planung, Beobachtung, Berichterstattung und Krisenbewältigung.

(3) Die Kommission stellt nach Anhörung von ACER, von ENTSO (Strom), der EU-VNBO und der anderen maßgeblichen Interessenträger alle drei Jahre eine Prioritätenliste auf, in der die in den Absätzen 1 und 2 genannten Bereiche aufgeführt werden, die in die Ausarbeitung der Netzkodizes einbezogen werden.

Wenn der Gegenstand des Netzkodex unmittelbar mit dem Betrieb des Verteilernetzes zusammenhängt und für das Übertragungsnetz nicht unbedingt maßgeblich ist, kann die Kommission verlangen, dass die EU-VNBO in Zusammenarbeit mit ENTSO (Strom) einen Redaktionsausschuss einberuft und ACER einen Vorschlag für einen

Netzkodex vorlegt.

(4) Die Kommission beantragt bei ACER, ihr innerhalb einer angemessenen Frist von höchstens sechs Monaten nach Eingang des Antrags der Kommission eine nicht bindende Rahmenleitlinie (im Folgenden „Rahmenleitlinie“) vorzulegen, die präzise und objektive Grundsätze für die Entwicklung von Netzkodizes für die in der Prioritätenliste aufgeführten Bereiche enthält. Der Antrag der Kommission kann Bedingungen enthalten, die in der Rahmenleitlinie zu berücksichtigen sind. Jede Rahmenleitlinie muss zur Marktintegration, zur unterschiedslosen Behandlung, zu einem echten Wettbewerb und zum effizienten Funktionieren des Marktes beitragen. Auf einen mit Gründen versehenen Antrag von ACER hin kann die Kommission die Frist zur Vorlage der Leitlinien verlängern.

(5) ACER führt über einen Zeitraum von mindestens zwei Monaten eine offene und transparente förmliche Anhörung von ENTSO (Strom), der EU-VNBO und anderer maßgeblicher Interessenträger zu der Rahmenleitlinie durch.

(6) ACER legt der Kommission eine nicht bindende Rahmenleitlinie vor, wenn sie gemäß Absatz 4 dazu aufgefordert wird.

(7) Trägt die Rahmenleitlinie nach Auffassung der Kommission nicht zur Marktintegration, zur unterschiedslosen Behandlung, zu einem echten Wettbewerb und zum effizienten Funktionieren des Marktes bei, so kann sie ACER auffordern, die Rahmenleitlinie innerhalb einer angemessenen Frist zu überarbeiten und erneut der Kommission vorzulegen.

(8) Legt ACER nicht innerhalb der von der Kommission nach Absatz 4 oder Absatz 7 gesetzten Frist eine Rahmenleitlinie erstmals oder erneut vor, so arbeitet die Kommission diese Rahmenleitlinie aus.

(9) Die Kommission fordert ENTSO (Strom) oder — sofern dies in der Prioritätenliste nach Absatz 3 entsprechend festgelegt wurde — die EU-VNBO in Zusammenarbeit mit ENTSO (Strom) auf, ACER innerhalb einer angemessenen Frist von höchstens zwölf Monaten nach Eingang der Aufforderung der Kommission einen Vorschlag für einen Netzkodex vorzulegen, der der einschlägigen Rahmenleitlinie entspricht.

(10) ENTSO (Strom) oder — sofern dies in der Prioritätenliste nach Absatz 3 entsprechend festgelegt wurde — die EU-VNBO in Zusammenarbeit mit ENTSO (Strom) beruft einen Redaktionsausschuss ein, der ENTSO (Strom) bzw. die EU-VNBO im Verfahren der Ausarbeitung des Netzkodex unterstützt. Der Redaktionsausschuss besteht aus Vertretern von ACER, von ENTSO (Strom), der EU-VNBO (soweit ange-

bracht) und der NEMO (soweit angebracht) sowie einer begrenzten Zahl der wichtigsten betroffenen Interessenträger. ENTSO (Strom) oder — sofern dies in der Prioritätenliste nach Absatz 3 entsprechend festgelegt wurde — die EU-VNBO in Zusammenarbeit mit ENTSO (Strom) arbeitet auf Aufforderung durch die Kommission gemäß Absatz 9 Vorschläge für Netzkodizes für die in den Absätzen 1 und 2 des vorliegenden Artikels genannten Bereiche aus.

(11) ACER überarbeitet den vorgeschlagenen Netzkodex und sorgt dafür, dass der anzunehmende Netzkodex der einschlägigen Rahmenleitlinie entspricht und zur Marktintegration, zur unterschiedslosen Behandlung, zu einem echten Wettbewerb und zum effizienten Funktionieren des Marktes beiträgt, und legt den überarbeiteten Netzkodex binnen sechs Monaten nach dem Eingang des Vorschlags der Kommission vor. ACER trägt in dem der Kommission vorgelegten Vorschlag den Ansichten aller Akteure Rechnung, die an der von ENTSO (Strom) oder der EU-VNBO geleiteten Ausarbeitung des Vorschlags beteiligt waren, und führt zu der bei der Kommission einzureichenden Fassung eine Konsultation der maßgeblichen Interessenträger durch.

(12) Ist ENTSO (Strom) oder die EU-VNBO außerstande, innerhalb der von der Kommission nach Absatz 9 gesetzten Frist einen Netzkodex auszuarbeiten, so kann die Kommission ACER auffordern, auf der Grundlage der einschlägigen Rahmenleitlinie den Entwurf eines Netzkodex auszuarbeiten. ACER kann, während sie diesen Entwurf ausarbeitet, eine weitere Anhörung einleiten. ACER legt den nach diesem Absatz ausgearbeiteten Entwurf eines Netzkodex der Kommission vor und kann ihr dessen Annahme empfehlen.

(13) Die Kommission kann von sich aus, wenn ENTSO (Strom) oder die EU-VNBO keinen Netzkodex ausgearbeitet hat oder ACER keinen Entwurf eines Netzkodex gemäß Absatz 12 ausgearbeitet hat, oder auf Vorschlag von ACER gemäß Absatz 11 einen oder mehrere Netzkodizes für die in den Absätzen 1 und 2 aufgeführten Bereiche erlassen.

(14) Plant die Kommission, von sich aus einen Netzkodex zu erlassen, so konsultiert sie ACER, ENTSO (Strom) und alle maßgeblichen Interessenträger innerhalb eines Zeitraums von mindestens zwei Monaten zu dem Entwurf eines Netzkodex.

(15) Dieser Artikel berührt nicht das Recht der Kommission, die Leitlinien gemäß Artikel 61 zu erlassen und zu ändern. Davon unberührt bleibt auch die Möglichkeit von ENTSO (Strom), in den in den Absätzen 1 und 2 genannten Bereichen nicht binden-

de Leitlinien auszuarbeiten, sofern diese Leitlinien nicht die Bereiche betreffen, für die die Kommission eine Aufforderung an ENTSO (Strom) gerichtet hat. Diese Leitlinien werden ACER von ENTSO (Strom) zur Stellungnahme zugeleitet; ENTSO (Strom) trägt dieser Stellungnahme gebührend Rechnung.

Artikel 60 Änderung von Netzkodizes

(1) Die Kommission ist befugt die Netzkodizes in den in Artikel 59 Absätze 1 und 2 genannten Bereichen nach dem jeweils einschlägigen Verfahren dieses Artikels zu ändern. Änderungen können gemäß den Absätzen 2 bis 3 des vorliegenden Artikels auch von ACER vorgeschlagen werden.

(2) Entwürfe zur Änderung eines gemäß Artikel 59 angenommenen Netzkodex können ACER von Personen vorgeschlagen werden, die wahrscheinlich ein Interesse an diesem Netzkodex haben, wozu unter anderem ENTSO (Strom), die EU-VNBO, die Regulierungsbehörden, Verteilernetz- und Übertragungsnetzbetreiber, Netznutzer und Verbraucher zählen. Auch ACER kann von sich aus Änderungen vorschlagen.

(3) ACER kann der Kommission mit Gründen versehene Änderungsvorschläge unterbreiten, wobei sie erläutert, inwieweit die Vorschläge mit den Zielen der Netzkodizes nach Artikel 59 Absatz 3 dieser Verordnung übereinstimmen. Sofern sie einen Änderungsvorschlag für zulässig erachtet oder Änderungen von ihr selbst vorgeschlagen werden, konsultiert ACER alle Interessenträger in Übereinstimmung mit Artikel 14 der Verordnung (EU) 2019/942.

Artikel 61 Leitlinien

(1) Die Kommission ist befugt, in den in diesem Artikel aufgeführten Bereichen verbindliche Leitlinien zu verabschieden.

(2) Die Kommission ist befugt, Leitlinien in den Bereichen zu erlassen, in denen solche Rechtsakte auch nach dem Verfahren zur Festlegung von Netzkodizes gemäß Artikel 59 Absätze 1 und 2 entwickelt werden könnten. Diese Leitlinien werden, je nach der maßgeblichen Befugnisübertragung nach dieser Verordnung, in Form von delegierten Rechtsakten oder Durchführungsrechtsakten erlassen.

(3) Die Kommission ist befugt, gemäß Artikel 68 delegierte Rechtsakte zur Ergänzung dieser Verordnung durch Leitlinien für den Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern zu erlassen. In diesen Leitlinien wird entsprechend den in den Artikeln 18 und 49 niedergelegten Grundsätzen Folgendes geregelt:

- a) Einzelheiten des Verfahrens zur Ermittlung der zu Ausgleichszahlungen für grenzüberschreitende Stromflüsse verpflichteten Übertragungsnetzbetreiber, einschließlich der Aufteilung zwischen den Betreibern von nationalen Übertragungsnetzen, aus denen grenzüberschreitende Stromflüsse stammen, und von Netzen, in denen diese Stromflüsse enden, gemäß Artikel 49 Absatz 2;
- b) Einzelheiten des einzuhaltenden Zahlungsverfahrens einschließlich der Festlegung des ersten Zeitraums, für den Ausgleichszahlungen zu leisten sind, gemäß Artikel 49 Absatz 3 Unterabsatz 2;
- c) Einzelheiten der Methoden für die Bestimmung der durchgeleiteten grenzüberschreitenden Stromflüsse, für die nach Artikel 49 Ausgleichszahlungen zu leisten sind, sowohl hinsichtlich der Mengen als auch der Art der Stromflüsse, und für die nach Artikel 49 Absatz 5 durchzuführende Feststellung der Größe dieser Stromflüsse, die aus Übertragungsnetzen einzelner Mitgliedstaaten stammen bzw. dort enden;
- d) Einzelheiten der Methode für die Ermittlung des Nutzens und der Kosten, die infolge der Durchleitung grenzüberschreitender Stromflüsse entstanden sind, gemäß Artikel 49 Absatz 6;
- e) Einzelheiten der Behandlung von Stromflüssen, die aus Ländern außerhalb des Europäischen Wirtschaftsraums stammen oder in diesen Ländern enden, im Rahmen des Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern;
- f) Beteiligung nationaler, durch Gleichstromleitungen miteinander verbundener Netze gemäß Artikel 49.

(4) Erforderlichenfalls kann die Kommission Durchführungsrechtsakte erlassen, mit denen Leitlinien festgelegt werden, die das zur Verwirklichung der Ziele dieser Verordnung erforderliche Mindestmaß an Harmonisierung bewirken. Diese Leitlinien regeln überdies Folgendes:

- a) Einzelheiten der Regeln für den Stromhandel zur Umsetzung von Artikel 6 der Richtlinie (EU) 2019/944 und der Artikel 5 bis 10, 13 bis 17, 35, 36 und 37 der vorliegenden Verordnung;
- b) Einzelheiten der Regeln für Investitionsanreize für Verbindungsleitungskapazitäten einschließlich ortsabhängiger Preissignale zur Umsetzung von Artikel 19.

Diese Durchführungsrechtsakte werden gemäß dem in Artikel 67 Absatz 2 genannten Prüfverfahren erlassen.

(5) Die Kommission kann im Rahmen von Durchführungsrechtsakten Leitlinien für die operative Koordinierung der Übertragungsnetzbetreiber auf Unionsebene erlassen. Diese Leitlinien sind mit den Netzkodizes gemäß Artikel 59 vereinbar und beruhen auf diesen Netzkodizes und den angenommenen Spezifikationen gemäß Artikel 30 Absatz 1 Buchstabe i. Beim Erlass dieser Leitlinien trägt die Kommission den regional und national unterschiedlichen operativen Anforderungen Rechnung.

Diese Durchführungsrechtsakte werden nach dem in Artikel 67 Absatz 2 genannten Prüfverfahren erlassen.

(6) Bei Erlass oder Änderung von Leitlinien konsultiert die Kommission ACER, ENTSO (Strom), die EU-VNBO und erforderlichenfalls weitere Interessenträger.

Artikel 62 Recht der Mitgliedstaaten, detailliertere Maßnahmen vorzusehen

Diese Verordnung lässt das Recht der Mitgliedstaaten unberührt, Maßnahmen beizubehalten oder einzuführen, die detailliertere Bestimmungen als diese Verordnung, die Leitlinien nach Artikel 61 oder die Netzkodizes nach Artikel 59 enthalten, sofern diese Maßnahmen mit dem Unionsrecht vereinbar sind.

Kapitel VIII Schlussbestimmungen

Artikel 63 Neue Verbindungsleitungen

(1) Neue Gleichstromverbindungsleitungen können unter folgenden Voraussetzungen auf Antrag für eine begrenzte Dauer von Artikels 19 Absätze 2 und 3 dieser Verordnung und der Artikel 6, 43, Artikel 59 Absatz 7 und Artikel 60 Absatz 1 der Richtlinie (EU) 2019/944 ausgenommen werden:

- a) Durch die Investition wird der Wettbewerb in der Stromversorgung verbessert.
- b) Das mit der Investition verbundene Risiko ist so hoch, dass die Investition ohne die Gewährung einer Ausnahme nicht getätigt würde.
- c) Die Verbindungsleitung muss Eigentum einer natürlichen oder juristischen Person sein, die zumindest der Rechtsform nach von den Netzbetreibern getrennt ist, in deren Netzen die entsprechende Verbindungsleitung gebaut wird.

- d) Von den Nutzern dieser Verbindungsleitung werden Entgelte verlangt.
- e) Seit der Teilmarktöffnung gemäß Artikel 19 der Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates²⁴ dürfen keine Anteile der Kapital- oder Betriebskosten der Verbindungsleitung über irgendeine Komponente der Entgelte für die Nutzung der Übertragungs- oder Verteilernetze, die durch diese Verbindungsleitung miteinander verbunden werden, gedeckt worden sein.
- f) Die Ausnahme darf sich nicht nachteilig auf den Wettbewerb oder das echte Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarkts oder das effiziente Funktionieren des regulierten Netzes auswirken, an das die Verbindungsleitung angeschlossen ist.

(2) Absatz 1 gilt in Ausnahmefällen auch für Wechselstromverbindungsleitungen, sofern die Kosten und die Risiken dieser Investition im Vergleich zu den Kosten und Risiken, die normalerweise bei einer Verbindung zweier benachbarter nationaler Übertragungsnetze durch eine Wechselstromverbindungsleitung auftreten, besonders hoch sind.

(3) Absatz 1 gilt auch für erhebliche Kapazitätserhöhungen bei vorhandenen Verbindungsleitungen.

(4) Die Entscheidung über die Gewährung von Ausnahmen nach den Absätzen 1, 2 und 3 wird in jedem Einzelfall von den Regulierungsbehörden der betroffenen Mitgliedstaaten getroffen. Eine Ausnahme kann sich auf die Gesamtkapazität oder nur einen Teil der Kapazität der neuen Verbindungsleitung oder der vorhandenen Verbindungsleitung mit erheblich erhöhter Kapazität erstrecken.

Binnen zwei Monaten ab Erhalt des Antrags auf eine Ausnahme durch die letzte betroffene Regulierungsbehörde kann ACER diesen Regulierungsbehörden eine Stellungnahme übermitteln. Die Regulierungsbehörden können ihre Entscheidung auf Grundlage dieser Stellungnahme fällen.

Bei der Entscheidung über die Gewährung einer Ausnahme wird von den Regulierungsbehörden in jedem Einzelfall der Notwendigkeit Rechnung getragen, Bedingungen für die Dauer der Ausnahme und die diskriminierungsfreie Gewährung des Zugangs zu der Verbindungsleitung aufzuerlegen. Bei der Entscheidung über diese Be-

²⁴ Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. L 27 vom 30.1.1997, S. 20).

dingungen werden von den Regulierungsbehörden insbesondere die neu zu schaffende Kapazität oder die Änderung der bestehenden Kapazität, der Zeitrahmen des Vorhabens und die nationalen Gegebenheiten berücksichtigt.

Vor der Gewährung einer Ausnahme entscheiden die Regulierungsbehörden der betroffenen Mitgliedstaaten über die Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätsvergabe. Die Regeln für das Engpassmanagement müssen die Verpflichtung einschließen, ungenutzte Kapazitäten auf dem Markt anzubieten, und die Nutzer der Infrastruktur müssen das Recht erhalten, ihre kontrahierten Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt zu handeln. Bei der Bewertung der in Absatz 1 Buchstaben a, b und f genannten Kriterien werden die Ergebnisse des Kapazitätsvergabeverfahrens berücksichtigt.

Haben alle betroffenen Regulierungsbehörden binnen sechs Monaten nach Eingang des Antrags eine Einigung über die Entscheidung zur Gewährung einer Ausnahme erzielt, unterrichten sie ACER über diese Entscheidung.

Die Entscheidung zur Gewährung einer Ausnahme — einschließlich der in Unterabsatz 3 genannten Bedingungen — ist ordnungsgemäß zu begründen und zu veröffentlichen.

(5) Die in Absatz 4 genannten Entscheidungen werden von ACER getroffen,

- a) wenn alle betroffenen nationalen Regulierungsbehörden binnen sechs Monaten ab dem Tag, an dem die letzte dieser Regulierungsbehörden mit dem Antrag auf eine Ausnahme befasst wurde, keine Einigung erzielen konnten oder
- b) wenn ein gemeinsamer Antrag der betroffenen nationalen Regulierungsbehörden vorliegt.

Vor ihrer Entscheidung konsultiert ACER die betroffenen Regulierungsbehörden und die Antragsteller.

(6) Ungeachtet der Absätze 4 und 5 können die Mitgliedstaaten jedoch vorsehen, dass die Regulierungsbehörde bzw. ACER ihre Stellungnahme zu dem Antrag auf Gewährung einer Ausnahme der maßgeblichen Stelle des Mitgliedstaats zur förmlichen Entscheidung vorlegt. Diese Stellungnahme wird zusammen mit der Entscheidung veröffentlicht.

(7) Eine Abschrift aller Anträge auf Ausnahme wird von den Regulierungsbehörden unverzüglich nach ihrem Eingang ACER und der Kommission zur Unterrichtung übermittelt. Die Entscheidung wird zusammen mit allen für die Entscheidung maßgeblichen Informationen von den betroffenen Regulierungsbehörden oder ACER

(„meldende Stellen“) der Kommission gemeldet. Diese Informationen können der Kommission in Form einer Zusammenfassung übermittelt werden, die der Kommission eine fundierte Entscheidung ermöglicht. Die Informationen müssen insbesondere Folgendes enthalten:

- a) eine ausführliche Angabe der Gründe, aus denen die Ausnahme gewährt oder abgelehnt wurde, einschließlich der finanziellen Informationen, auf deren Grundlage die Notwendigkeit der Ausnahme gerechtfertigt ist;
- b) eine Untersuchung bezüglich der Auswirkungen der Gewährung der Ausnahme auf den Wettbewerb und das tatsächliche Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarkts;
- c) eine Begründung der Geltungsdauer der Ausnahme sowie des Anteils an der Gesamtkapazität der jeweiligen Verbindungsleitung, für die die Ausnahme gewährt wird, und
- d) das Ergebnis der Konsultation der betroffenen Regulierungsbehörden.

(8) Die Kommission kann innerhalb eines Zeitraums von 50 Arbeitstagen ab dem Tag nach dem Eingang einer Meldung gemäß Absatz 7 beschließen, von den meldenden Stellen die Änderung oder den Widerruf der Entscheidung über die Gewährung der Ausnahme zu verlangen. Die Frist von 50 Arbeitstagen kann um weitere 50 Arbeitstage verlängert werden, wenn die Kommission zusätzliche Informationen anfordert. Diese weitere Frist beginnt am Tag nach dem Eingang der vollständigen Informationen. Die ursprüngliche Frist kann ferner mit Zustimmung sowohl der Kommission als auch der meldenden Stellen verlängert werden.

Wenn die angeforderten Informationen nicht innerhalb der in der Aufforderung der Kommission festgesetzten Frist vorgelegt werden, gilt die Meldung als widerrufen, es sei denn, diese Frist wird mit Zustimmung sowohl der Kommission als auch der meldenden Stellen vor ihrem Ablauf verlängert, oder die meldenden Stellen unterrichten die Kommission vor Ablauf der festgesetzten Frist in einer ordnungsgemäß mit Gründen versehenen Erklärung davon, dass sie die Meldung als vollständig betrachten.

Die meldenden Stellen kommen einem Beschluss der Kommission zur Änderung oder zum Widerruf der Entscheidung über die Gewährung einer Ausnahme innerhalb eines Monats nach Erhalt nach und setzen die Kommission davon in Kenntnis.

Die Kommission wahrt die Vertraulichkeit von Geschäftsinformationen.

Die von der Kommission erteilte Genehmigung einer Entscheidung zur Gewährung

einer Ausnahme wird zwei Jahre nach ihrer Erteilung unwirksam, wenn mit dem Bau der Verbindungsleitung zu diesem Zeitpunkt noch nicht begonnen worden ist, und sie wird fünf Jahre nach ihrer Erteilung unwirksam, wenn die Verbindungsleitung zu diesem Zeitpunkt nicht in Betrieb genommen worden ist, es sei denn, die Kommission entscheidet auf der Grundlage eines mit Gründen versehenen Antrags der meldenden Stellen, dass eine Verzögerung auf schwerwiegende administrative Hindernisse zurückzuführen ist, auf die die Person, der die Ausnahme gewährt wurde, keinen Einfluss hat.

(9) Beschließen die Regulierungsbehörden der betroffenen Mitgliedstaaten, eine Entscheidung über eine Ausnahme zu ändern, so übermitteln sie diese Entscheidung zusammen mit allen für die Entscheidung maßgeblichen Informationen unverzüglich der Kommission. Unter Berücksichtigung der Besonderheiten der bestehenden Ausnahme gelten die Absätze 1 bis 8 für diese Entscheidung über die Änderung einer Entscheidung über eine Ausnahme.

(10) Die Kommission kann auf Antrag oder von Amts wegen das Verfahren über einen Antrag auf Gewährung einer Ausnahme wieder aufnehmen,

- a) wenn sich — unter gebührender Berücksichtigung der berechtigten Erwartungen der Parteien und des mit der ursprünglichen Entscheidung zur Gewährung einer Ausnahme erzielten wirtschaftlichen Gleichgewichts — die tatsächlichen Verhältnisse in einem für die Entscheidung wichtigen Punkt geändert haben,
- b) wenn die beteiligten Unternehmen ihre Verpflichtungen nicht einhalten oder
- c) wenn die Entscheidung auf unvollständigen, unrichtigen oder irreführenden Angaben der Parteien beruht.

(11) Die Kommission ist befugt, gemäß Artikel 68 delegierte Rechtsakte zur Ergänzung dieser Verordnung durch Verabschiedung von Leitlinien für die Anwendung der Bedingungen gemäß Absatz 1 und für die Festlegung des zur Anwendung der Absätze 4 und 7 bis 10 einzuhaltenden Verfahrens zu erlassen.

Artikel 64 Freistellungen

(1) Die Mitgliedstaaten können Freistellungen von den einschlägigen Bestimmungen der Artikel 3 und 6, des Artikels 7 Absatz 1, des Artikels 8 Absätze 1 und 4, der Artikel 9, 10 und 11, 14 bis 17, Artikel 19 bis 27, Artikel 35 bis 47 und Artikels 51 beantragen, und zwar in folgenden Fällen:

- a) Der jeweilige Mitgliedstaat kann nachweisen, dass beim Betrieb kleiner isolierter sowie verbundener Netze erhebliche Probleme auftreten;
- b) Es geht um Ausnahmen für Gebiete in äußerster Randlage im Sinne des Artikels 349 AEUV, die aus offensichtlichen physikalischen Gründen nicht an den Energiemarkt der Union angebunden werden können.

In dem in Unterabsatz 1 Buchstabe a genannten Fall ist die Freistellung befristet und an Bedingungen geknüpft, die einen verstärkten Wettbewerb und eine stärkere Integration in den Elektrizitätsbinnenmarkt zum Ziel haben.

In dem in Unterabsatz 1 Buchstabe b genannten Fall ist die Freistellung nicht befristet.

Die Kommission unterrichtet vor einer entsprechenden Entscheidung die Mitgliedstaaten unter Wahrung der Vertraulichkeit von Geschäftsinformationen über diese Anträge.

Eine nach diesem Artikel gewährte Freistellung hat zum Ziel sicherzustellen, dass der Übergang zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen durch die Ausnahme ebenso wenig behindert wird wie der Übergang zu mehr Flexibilität, Energiespeicherung, Elektromobilität und Laststeuerung. Geschäftsinformationen

Bei der Gewährung einer Freistellung bringt die Kommission in ihrer Entscheidung zum Ausdruck, inwiefern in der Freistellung die Anwendung der Netzkodizes und der Leitlinien berücksichtigt werden muss.

(2) Die Artikel 3, 5 und 6, Artikel 7 Absatz 1 und Absatz 2 Buchstaben c und g, die Artikel 8 bis 17, Artikel 18 Absätze 5 und 6, Artikel 19 und 20, Artikel 21 Absätze 1, 2 und 4 bis 8, Artikel 22 Absatz 1 Buchstabe c, Artikel 22 Absatz 2 Buchstaben b und c, Artikel 22 Absatz 2 Unterabsatz 2, Artikel 23 bis 27, Artikel 34 Absätze 1, 2 und 3, Artikel 35 bis 47, Artikel 48 Absatz 2, Artikel 49 und 51 gelten nicht für Zypern, bis sein Übertragungsnetz über Verbindungsleitungen an Übertragungsnetze anderer Mitgliedstaaten angeschlossen ist.

Ist Zyperns Übertragungsnetz am 1. Januar 2026 immer noch nicht über Verbindungsleitungen an Übertragungsnetze anderer Mitgliedstaaten angeschlossen, so bewertet Zypern, ob eine Freistellung von diesen Bestimmungen weiter notwendig ist, und kann bei der Kommission eine Verlängerung der Freistellung beantragen. Die Kommission bewertet, ob die Gefahr besteht, dass die Anwendung der einschlägigen Bestimmungen erhebliche Probleme für den Betrieb des Stromsystems in Zypern verursacht, oder ob sich ihre Anwendung in Zypern voraussichtlich vorteilhaft auf das

Funktionieren des Marktes auswirkt. Auf der Grundlage dieser Bewertung erlässt die Kommission einen begründeten Beschluss über eine vollständige oder teilweise Verlängerung der Freistellung. Der Beschluss wird im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht.

(3) Diese Verordnung berühren nicht die Anwendung der Freistellungen gemäß Artikel 66 der Richtlinie (EU) 2019/944.

(4) In Bezug auf die Verwirklichung des Verbundziels für 2030 gemäß der Verordnung (EU) 2018/1999 wird die Stromverbindung zwischen Malta und Italien gebührend berücksichtigt.

Artikel 65 Übermittlung von Informationen und Vertraulichkeit

(1) Die Mitgliedstaaten und die Regulierungsbehörden übermitteln der Kommission auf Anforderung alle für die Zwecke der Durchsetzung der Verordnung erforderlichen Informationen.

Unter Berücksichtigung der Komplexität der angeforderten Informationen und der Dringlichkeit, setzt die Kommission eine angemessene Frist für die Übermittlung der Informationen.

(2) Wenn der betroffene Mitgliedstaat oder die betroffene Regulierungsbehörde die in Absatz 1 genannten Informationen nicht innerhalb der Frist gemäß Absatz 1 übermittelt, kann die Kommission alle Informationen, die für die Zwecke der Durchsetzung der Verordnung erforderlich sind, unmittelbar von den jeweiligen Unternehmen anfordern.

Fordert die Kommission von einem Unternehmen Informationen an, so übermittelt sie den Regulierungsbehörden des Mitgliedstaats, in dessen Hoheitsgebiet sich der Sitz des Unternehmens befindet, gleichzeitig eine Abschrift dieser Anforderung.

(3) In ihrer Anforderung nach Absatz 1 gibt die Kommission die Rechtsgrundlage, die Frist für die Übermittlung der Informationen, den Zweck der Anforderung sowie die in Artikel 66 Absatz 2 für den Fall der Erteilung unrichtiger, unvollständiger oder irreführender Auskünfte vorgesehenen Sanktionen an.

(4) Die Inhaber der Unternehmen oder ihre Vertreter und bei juristischen Personen die nach Gesetz oder Satzung zu ihrer Vertretung bevollmächtigten natürlichen Personen erteilen die verlangten Auskünfte. Wenn ordnungsgemäß bevollmächtigte Rechtsanwälte die Auskünfte im Auftrag ihres Mandanten erteilen, haftet der Mandant in vollem Umfang, falls die erteilten Auskünfte unvollständig, unrichtig oder irre-

führend sind.

(5) Wird eine von einem Unternehmen verlangte Auskunft innerhalb einer von der Kommission gesetzten Frist nicht oder nicht vollständig erteilt, so kann die Kommission die Information durch Entscheidung anfordern. In dieser Entscheidung werden die angeforderten Informationen bezeichnet und eine angemessene Frist für ihre Übermittlung bestimmt. Sie enthält einen Hinweis auf die in Artikel 66 Absatz 2 vorgesehenen Sanktionen. Sie enthält ferner einen Hinweis auf das Recht, vor dem Gerichtshof der Europäischen Union gegen die Entscheidung Klage zu erheben.

Die Kommission übermittelt den Regulierungsbehörden des Mitgliedstaats, in dessen Hoheitsgebiet die Person ihren Wohnsitz oder das Unternehmen seinen Sitz hat, gleichzeitig eine Abschrift ihrer Entscheidung.

(6) Die in den Absätzen 1 und 2 genannten Informationen werden nur für die Zwecke der Durchsetzung der Verordnung verwendet.

Die Kommission darf die Informationen, die ihrem Wesen nach unter das Geschäftsgeheimnis fallen und die sie im Rahmen dieser Verordnung erhalten hat, nicht offenlegen.

Artikel 66 Sanktionen

(1) Die Mitgliedstaaten legen unbeschadet des Absatzes 2 dieses Artikels fest, welche Sanktionen bei einem Verstoß gegen diese Verordnung, die nach Artikel 59 verabschiedeten Netzkodizes und die nach Artikel 61 verabschiedeten Leitlinien zu verhängen sind, und treffen alle zur Durchsetzung dieser Sanktionen erforderlichen Maßnahmen. Die vorgesehenen Sanktionen müssen wirksam, verhältnismäßig und abschreckend sein. Mitgliedstaaten setzen die Kommission unverzüglich über diese Vorschriften und Maßnahmen, und anschließende Änderungen derselben in Kenntnis.

(2) Die Kommission kann Unternehmen durch Entscheidung Geldbußen bis zu einem Höchstbetrag von 1 % des im vorausgegangenen Geschäftsjahr erzielten Gesamtumsatzes auferlegen, wenn sie vorsätzlich oder fahrlässig bei der Erteilung einer nach Artikel 65 Absatz 3 verlangten Auskunft unrichtige, unvollständige oder irreführende Angaben machen oder die Angaben nicht innerhalb der in einer Entscheidung nach Artikel 65 Absatz 5 Unterabsatz 1 gesetzten Frist machen. Bei der Festsetzung der Höhe der Geldbuße berücksichtigt die Kommission die Schwere der Nichteinhaltung der Anforderungen des Absatzes 1 dieses Artikels.

(3) Sanktionen nach Absatz 1 und sämtliche Entscheidungen nach Absatz 2 sind nicht strafrechtlicher Art.

Artikel 67 Ausschussverfahren

(1) Die Kommission wird von dem durch Artikel 68 der Richtlinie (EU) 2019/944 eingesetzten Ausschuss unterstützt. Dieser Ausschuss ist ein Ausschuss im Sinne der Verordnung (EU) Nr. 182/2011.

(2) Wird auf diesen Absatz Bezug genommen, so gilt Artikel 5 der Verordnung (EU) Nr. 182/2011.

Artikel 68 Ausübung der Befugnisübertragung

(1) Die Befugnis zum Erlass delegierter Rechtsakte wird der Kommission unter den in diesem Artikel festgelegten Bedingungen übertragen.

(2) Die Befugnis zum Erlass delegierter Rechtsakte gemäß Artikel 34 Absatz 3, Artikel 49 Absatz 4, Artikel 59 Absatz 2, Artikel 61 Absatz 2 und Artikel 63 Absatz 11 wird der Kommission bis zum 31. Dezember 2028 übertragen. Die Kommission erstellt spätestens neun Monate vor Ablauf dieses Zeitraums und, falls zutreffend, vor Ablauf der folgenden Zeiträume einen Bericht über die Befugnisübertragung. Die Befugnisübertragung verlängert sich stillschweigend um Zeiträume von jeweils acht Jahren, es sei denn, das Europäische Parlament oder der Rat widersprechen einer solchen Verlängerung spätestens drei Monate vor Ablauf des jeweiligen Zeitraums.

(3) Die Befugnisübertragung gemäß Artikel 34 Absatz 3, Artikel 49 Absatz 4, Artikel 59 Absatz 2, Artikel 61 Absatz 2 und Artikel 63 Absatz 11 kann vom Europäischen Parlament oder vom Rat jederzeit widerrufen werden. Der Beschluss über den Widerruf beendet die Übertragung der in diesem Beschluss angegebenen Befugnis. Er wird am Tag nach seiner Veröffentlichung im Amtsblatt der Europäischen Union oder zu einem im Beschluss über den Widerruf angegebenen späteren Zeitpunkt wirksam. Die Gültigkeit von delegierten Rechtsakten, die bereits in Kraft sind, wird von dem Beschluss über den Widerruf nicht berührt.

(4) Vor dem Erlass eines delegierten Rechtsakts konsultiert die Kommission die von den einzelnen Mitgliedstaaten benannten Sachverständigen im Einklang mit den in der Interinstitutionellen Vereinbarung über bessere Rechtsetzung vom 13. April 2016 enthaltenen Grundsätzen.

(5) Sobald die Kommission einen delegierten Rechtsakt erlässt, übermittelt sie ihn gleichzeitig dem Europäischen Parlament und dem Rat.

(6) Ein delegierter Rechtsakt, der gemäß Artikel 34 Absatz 3, Artikel 49 Absatz 4, Artikel 59 Absatz 2, Artikel 61 Absatz 2 und Artikel 63 Absatz 11 erlassen wurde, tritt nur in Kraft, wenn weder das Europäische Parlament noch der Rat innerhalb einer Frist von zwei Monaten nach Übermittlung dieses Rechtsakts an das Europäische Parlament und den Rat Einwände erhoben haben oder wenn vor Ablauf dieser Frist das Europäische Parlament und der Rat beide der Kommission mitgeteilt haben, dass sie keine Einwände erheben werden. Auf Initiative des Europäischen Parlaments oder des Rates wird diese Frist um zwei Monate verlängert.

Artikel 69 Überprüfung und Berichte der Kommission

(1) Bis zum 1. Juli 2025 überprüft die Kommission die geltenden Netzkodizes und Leitlinien, um zu bewerten, welche der darin enthaltenen Bestimmungen auf angemessene Weise in Rechtsakte der Union über den Elektrizitätsbinnenmarkt aufgenommen werden könnten und wie, die Befugnisübertragungen für Netzkodizes und Leitlinien gemäß den Artikeln 59 und 61 überarbeitet werden könnten.

Die Kommission übermittelt dem Europäischen Parlament und dem Rat bis zum selben Tag einen ausführlichen Bericht über ihre Bewertung.

Auf der Grundlage dieser Bewertung legt die Kommission gegebenenfalls bis zum 31. Dezember 2026 Legislativvorschläge vor.

(2) Bis zum 31. Dezember 2030 prüft die Kommission diese Verordnung und legt dem Europäischen Parlament und dem Rat aufgrund dieser Überprüfung einen Bericht, gegebenenfalls unter Beifügung von Legislativvorschlägen, vor.

Artikel 70 Aufhebung

Die Verordnung (EG) Nr. 714/2009 wird aufgehoben. Bezugnahmen auf die aufgehobene Verordnung gelten als Bezugnahmen auf die vorliegende Verordnung und sind nach Maßgabe der Entsprechungstabelle in Anhang II zu lesen.

Artikel 71 Inkrafttreten

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

(2) Sie gilt ab dem 1. Januar 2020.

Ungeachtet Unterabsatz 1 gelten Artikel 14, 15, 35, 36 und 62 ab dem Tag, an dem diese Verordnung in Kraft tritt. Für den Zweck der Umsetzung von Artikel 14 Absatz 7 und Artikel 15 Absatz 2 gilt Artikel 16 auch ab diesem Tag.

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

Anhang I Aufgaben der regionalen Koordinierungszentren

1. Koordinierte Kapazitätsberechnung

1.1. Die regionalen Koordinierungszentren führen die koordinierten Berechnungen der zonenübergreifenden Kapazitäten durch.

1.2. Die koordinierte Kapazitätsberechnung erfolgt für den Day-Ahead- und den Intraday-Zeitbereich.

1.3. Die koordinierte Kapazitätsberechnung erfolgt auf der Grundlage der Methoden, die gemäß der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement ausgearbeitet wurden.

1.4. Die koordinierte Kapazitätsberechnung erfolgt auf der Grundlage eines gemeinsamen Netzmodells im Einklang mit Nummer 3.

1.5. Mit der koordinierten Kapazitätsberechnung wird ein effizientes Engpassmanagement gemäß den in dieser Verordnung festgelegten Grundsätzen für das Engpassmanagement sichergestellt.

2. Koordinierte Sicherheitsanalyse

2.1. Zur Wahrung des sicheren Netzbetriebs führen die regionalen Koordinierungszentren eine koordinierte Sicherheitsanalyse durch.

2.2. Die Sicherheitsanalyse erfolgt für alle Betriebsplanungszeitbereiche zwischen dem Year-Ahead- und dem Intraday- Zeitbereich auf der Grundlage der gemeinsamen Netzmodelle.

2.3. Die koordinierte Sicherheitsanalyse wird im Einklang mit den Methoden, die gemäß der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für den Netzbetrieb ausgearbeitet wurden, vorgenommen.

2.4. Die regionalen Koordinierungszentren stellen die Ergebnisse der koordinierten Sicherheitsanalyse mindestens den Übertragungsnetzbetreibern der Netzbetriebsregion zur Verfügung.

2.5. Ermittelt ein regionales Koordinierungszentrum bei der koordinierten Sicherheitsanalyse eine mögliche Einschränkung, so legt es Entlastungsmaßnahmen zur Optimierung der Effektivität und wirtschaftlichen Effizienz fest.

3. Schaffung gemeinsamer Netzmodelle

3.1. Die regionalen Koordinierungszentren führen effiziente Verfahren für die Schaffung eines gemeinsamen Netzmodells für jeden Betriebsplanungszeitbereich zwischen dem Year-Ahead- und dem Intraday-Zeitbereich ein.

3.2. Die Übertragungsnetzbetreiber beauftragen einen regionalen Koordinierungszentrum, ein unionsweites gemeinsames Netzmodell auszuarbeiten.

3.3. Die gemeinsamen Netzmodelle werden auf der Grundlage der Methoden ausgearbeitet, die gemäß der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für den Netzbetrieb und der Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement ausgearbeitet wurden.

3.4. Die gemeinsamen Netzmodelle müssen maßgebliche Daten für die effiziente Betriebsplanung und Kapazitätsberechnung in allen Betriebsplanungszeitbereichen zwischen dem Year-Ahead- und dem Intraday-Zeitbereich enthalten.

3.5. Die gemeinsamen Netzmodelle werden allen regionalen Koordinierungszentren, den Übertragungsnetzbetreibern, ENTSO (Strom) und auf Anfrage ACER zur Verfügung gestellt.

4. Unterstützung der Bewertung der Kohärenz der Schutz- und Netzwiederaufbaupläne der Übertragungsnetzbetreiber

4.1. Die regionalen Koordinierungszentren unterstützen die Übertragungsnetzbetreiber der Netzbetriebsregion bei der Durchführung der Bewertung der Kohärenz der Schutz- und Netzwiederaufbaupläne der Übertragungsnetzbetreiber gemäß den Verfahren des Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes, der auf der Grundlage des Artikels 6 Absatz 11 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommen wurde.

4.2. Alle Übertragungsnetzbetreiber vereinbaren einen Schwellenwert, oberhalb dessen die Auswirkungen der von einem oder mehreren Übertragungsnetzbetreibern im Notzustand, Blackout-Zustand oder Netzwiederaufbau-Zustand getroffenen Maßnahmen für andere synchron oder asynchron verbundene Übertragungsnetzbetreiber als signifikant anzusehen sind.

4.3. Die regionalen Koordinierungszentren helfen den Übertragungsnetzbetreibern, indem sie

- (a) potenzielle Unvereinbarkeiten ermitteln,
- (b) Entlastungsmaßnahmen vorschlagen.

4.4. Die Übertragungsnetzbetreiber bewerten und berücksichtigen die vorgeschlagenen Entlastungsmaßnahmen.

5. Unterstützung der Koordinierung und Optimierung des regionalen Netzwiederaufbaus

5.1. Die maßgeblichen regionalen Koordinierungszentren unterstützen die als Frequenzkoordinatoren eingesetzten Übertragungsnetzbetreiber und die Synchronisationskoordinatoren gemäß dem Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes, der auf der Grundlage des Artikels 6 Absatz 11 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommen wurde, im Hinblick auf die Steigerung der Effizienz und Effektivität des Netzwiederaufbaus. Die Übertragungsnetzbetreiber der Netzbetriebsregion bestimmen, welche Aufgaben dem regionalen Koordinierungszentrum bei der Unterstützung der Koordinierung und der Optimierung des regionalen Netzwiederaufbaus zukommen.

5.2. Die Übertragungsnetzbetreiber können die regionalen Koordinierungszentren um Unterstützung ersuchen, wenn sich ihr Netz im Blackout-Zustand oder Netzwiederaufbau-Zustand befindet.

5.3. Die regionalen Koordinierungszentren werden mit Systemen zur echtzeitnahen Überwachung und Datenerfassung ausgestattet, wobei der zu beobachtende Bereich durch den gemäß Nummer 4.1 festgelegten Schwellenwert bestimmt wird.

6. Nachträgliche Betriebs- und Störungsanalyse und entsprechende Berichterstattung

6.1. Die regionalen Koordinierungszentren untersuchen jeden Störfall oberhalb des Schwellenwerts gemäß Nummer 4.1 und erstellen einen entsprechenden Bericht. Auf Anfrage können die Regulierungsbehörden der Netzbetriebsregion und ACER an der Untersuchung beteiligt werden. Der Bericht enthält Empfehlungen, um ähnliche Störfälle in Zukunft zu verhindern.

6.2. Dieser Bericht wird veröffentlicht. ACER kann Empfehlungen abgeben, um ähnliche Störfälle in Zukunft zu verhindern.

7. Bestimmung der Höhe der Reservekapazität in der Region

7.1. Die regionalen Koordinierungszentren berechnen die erforderliche Reservekapazität für die Netzbetriebsregion. Für die Ermittlung der erforderlichen Reservekapazität gilt:

- a) Sie dient dem allgemeinen Ziel der möglichst kosteneffizienten Wahrung der Betriebssicherheit.
- b) Sie erfolgt im Day-Ahead- oder Intraday-Zeitbereich, oder beide.
- c) Es wird die Höhe der insgesamt erforderlichen Reservekapazität für die Netzbetriebsregion berechnet.
- d) Es wird die für jede Reservekapazitätsart die mindestens erforderliche Reservekapazität bestimmt.
- e) Mögliche Substitutionen verschiedener Reservekapazitätsarten werden berücksichtigt, um die Beschaffungskosten möglichst gering zu halten.
- f) Es werden etwaige Bedingungen für die geografische Verteilung der erforderlichen Reservekapazität festgelegt.

8. Erleichterung der regionalen Beschaffung von Regelleistung

8.1. Die regionalen Koordinierungszentren unterstützen die Übertragungsnetzbetreiber der Netzbetriebsregion bei der Ermittlung der Höhe der zu beschaffenden Regelleistung. Für die Ermittlung der Höhe der Regelleistung gilt:

- a) Sie erfolgt im Day-Ahead- oder Intraday-Zeitbereich oder in beiden.
- b) Mögliche Substitutionen verschiedener Reservekapazitätsarten werden berücksichtigt, um die Beschaffungskosten möglichst gering zu halten.
- c) Es wird die Menge der erforderlichen Reservekapazität berücksichtigt, die voraussichtlich aus Regelarbeitsgeboten bereitgestellt wird, die nicht auf der Grundlage eines Vertrags für Regelleistung abgegeben wurden.

8.2. Die regionalen Koordinierungszentren unterstützen die Übertragungsnetzbetreiber der Netzbetriebsregion bei der Beschaffung der nach Nummer 8.1 ermittelten erforderlichen Regelleistung. Für die Beschaffung der Regelleistung gilt:

- a) Sie erfolgt im Day-Ahead- oder Intraday-Zeitbereich, oder beide.
- b) Mögliche Substitutionen verschiedener Reservekapazitätsarten werden berücksichtigt, um die Beschaffungskosten möglichst gering zu halten.

9. Bewertung der regionalen Leistungsbilanz des Systems für den Week-Ahead- bis mindestens zum Day-Ahead- Zeitbereich und Vorbereitung von Maßnahmen zur Risikominderung

9.1. Die regionalen Koordinierungszentren nehmen gemäß der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission festgelegten Verfahren und anhand der gemäß Artikel 8 der Verordnung (EU) 2019/941 ausgearbeiteten Methode Bewertungen der regionalen Leistungsbilanz für den Week-Ahead bis mindestens zum Day-Ahead-Zeitbereich vor.

9.2. Die regionalen Koordinierungszentren legen bei den Bewertungen der kurzfristigen regionalen Leistungsbilanz die Informationen zugrunde, die ihnen durch die Übertragungsnetzbetreiber der Region zur Verfügung gestellt werden, um Situationen zu ermitteln, in denen in einer Regelzone oder auf regionaler Ebene voraussichtlich ein Leistungsbilanzmangel eintritt. Die regionalen Koordinierungszentren berücksichtigen den möglichen zonenübergreifenden Austausch und die Betriebssicherheitsgrenzwerte in allen maßgeblichen Betriebsplanungszeitbereichen.

9.3. Bei der Bewertung der regionalen Leistungsbilanz des Netzes arbeitet jedes regionale Koordinierungszentrum mit den anderen regionalen Koordinierungszentren auf koordinierte Weise zusammen, um

- a) die zugrunde liegenden Annahmen und Prognosen zu überprüfen,
- b) mögliche Situationen zu ermitteln, in denen ein überregionaler Leistungsbilanzmangel besteht.

9.4. Die einzelnen regionalen Koordinierungszentren übermitteln den Übertragungsnetzbetreibern der Netzbetriebsregion und den anderen regionalen Koordinierungszentren die Ergebnisse der Bewertungen der regionalen Leistungsbilanz zusammen mit ihren Vorschlägen für Maßnahmen zur Verringerung der Gefahren eines Leistungsbilanzmangels.

10. Regionale Koordinierung der Nichtverfügbarkeitsplanung

10.1. Im Rahmen der Nichtverfügbarkeitskoordination beobachten die regionalen Koordinierungszentren den Verfügbarkeitsstatus der maßgeblichen Anlagen und koordinieren deren Verfügbarkeitspläne auf regionaler Ebene im Einklang mit den Verfahren, die in der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für den Netzbetrieb dargelegt sind, um die Betriebssicherheit des Übertragungsnetzes zu wahren und gleichzeitig die Kapazität

der Verbindungsleitungen bzw. der Übertragungsnetze, die sich auf zonenübergreifenden Stromflüsse auswirken, zu maximieren.

10.2. Jedes regionale Koordinierungszentrum führt eine Liste der maßgeblichen Netzelemente, Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchsanlagen der Netzbetriebsregion und stellt sie in der OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung.

10.3. Die regionalen Koordinierungszentren führen im Rahmen der Nichtverfügbarkeitskoordinierung in der Netzbetriebsregion die folgenden Tätigkeiten aus:

- a) Bewertung der Vereinbarkeit bei der Nichtverfügbarkeitsplanung anhand der Year-Ahead-Verfügbarkeitspläne der Übertragungsnetzbetreiber;
- b) Erstellung einer Liste der ermittelten Unvereinbarkeiten bei der Planung und der zu ihrer Beseitigung vorgeschlagenen Lösungen für die Übertragungsnetzbetreiber der Netzbetriebsregion.

11. Optimierung der Ausgleichsmechanismen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern

11.1 Die Übertragungsnetzbetreiber der Netzbetriebsregion können gemeinsam entscheiden, sich vom regionalen Koordinierungszentrum bei der Verwaltung der Finanzflüsse im Zusammenhang mit Abrechnungen zwischen Übertragungsnetzbetreibern, an denen mehr als zwei Übertragungsnetzbetreiber beteiligt sind, unterstützen zu lassen; Beispiele hierfür sind Kosten für Redispatch, Engpasserlöse, unbeabsichtigte Abweichungen oder Kosten für die Beschaffung von Reserven.

12. Ausbildung und Zertifizierung des für die regionalen Koordinierungszentren tätigen Personals

12.1. Die regionalen Koordinierungszentren erstellen Aus- und Weiterbildungs- sowie Zertifizierungsprogramme mit Schwerpunkt auf dem regionalen Netzbetrieb für ihre Mitarbeiter und führen diese durch.

12.2. In den Aus- und Weiterbildungsprogrammen werden alle maßgeblichen Komponenten des Netzbetriebs, bei denen das regionale Koordinierungszentrum Aufgaben wahrnimmt, einschließlich regionaler Krisenszenarien, behandelt.

13. Ermittlung regionaler Szenarien für Stromversorgungskrisen

13.1. Wenn ENTSO (Strom) diese Aufgabe auf die regionalen Koordinierungszentren überträgt, müssen diese anhand der in Artikel 6 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2019/941 festgelegten Kriterien regionale Elektrizitätskrisenszenarien ermitteln.

Die Ermittlung regionaler Krisenszenarien erfolgt nach der Methode gemäß Artikel 5 der Verordnung (EU) 2019/941.

13.2. Die regionalen Koordinierungszentren unterstützen die zuständigen Behörden jeder Netzbetriebsregion auf deren Antrag bei der Vorbereitung und Durchführung der zweijährlichen Krisensimulation gemäß Artikel 12 Absatz 3 der Verordnung (EU) 2019/941.

14. Ermittlung des Bedarfs an neuen Übertragungskapazitäten, an Modernisierung bestehender Übertragungskapazität oder ihrer Alternativen

14.1. Die regionalen Koordinierungszentren unterstützen die Übertragungsnetzbetreiber bei der Ermittlung des Bedarfs an neuen Übertragungskapazitäten, an Modernisierung bestehender Übertragungskapazitäten oder an Alternativen, die den gemäß der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 eingerichteten regionalen Gruppen vorgelegt und in den zehnjährigen Netzentwicklungsplan im Sinne von Artikel 51 der Richtlinie (EU) 2019/944 aufgenommen werden.

15. Berechnung der maximalen Eintrittskapazität, die für die Beteiligung ausländischer Kapazitäten an Kapazitätsmechanismen zur Verfügung steht

15.1. Die regionalen Koordinierungszentren unterstützen die Übertragungsnetzbetreiber bei der Berechnung der maximalen Eintrittskapazität, die für die Beteiligung ausländischer Kapazitäten an Kapazitätsmechanismen zur Verfügung steht, wobei sie die voraussichtliche Verfügbarkeit von Verbindungsleitungen sowie die Wahrscheinlichkeit, dass in dem System, in dem der Mechanismus angewendet wird, und in dem System, in dem sich die ausländische Kapazität befindet, gleichzeitig hohe Belastungen zu verzeichnen sind, berücksichtigen.

15.2. Die Berechnung erfolgt nach der Methode gemäß Artikel 26 Absatz 11 Buchstabe a dieser Verordnung.

15.3. Die regionalen Koordinierungszentren stellen eine Berechnung für jede Gebotszonengrenze der Netzbetriebsregion bereit.

16. Erstellung saisonaler Abschätzungen der Angemessenheit

16.1. Wenn ENTSO (Strom) diese Aufgabe gemäß Artikel 9 der Verordnung (EU) 2019/941 den regionalen Koordinierungszentren überträgt, erstellen diese Zentren die regionalen saisonalen Abschätzungen der Angemessenheit.

16.2. Die regionalen Abschätzungen der Angemessenheit werden anhand der gemäß Artikel 8 der Verordnung (EU) 2019/941 ausgearbeiteten Methode erstellt.

Anhang II Aufgehobene Verordnung Mit Liste Ihrer Änderungen

Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 713/2009, (EG) Nr. 714/2009 und (EG) Nr. 715/2009 (ABl. L 115 vom 25.4.2013, S. 39)	Artikel 8 Absatz 3 Buchstabe a Artikel 8 Absatz 10 Buchstabe a Artikel 11 Artikel 18 Absatz 4a Artikel 23 Absatz 3
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)	Nummer 5.5 bis 5.9 von Anhang I

Anhang III Entsprechungstabelle

Verordnung (EG) Nr. 714/2009	Vorliegende Verordnung
—	Artikel 1 Buchstabe a
—	Artikel 1 Buchstabe b
Artikel 1 Buchstabe a	Artikel 1 Buchstabe c
Artikel 1 Buchstabe b	Artikel 1 Buchstabe d
Artikel 2 Absatz 1	Artikel 2 Nummer 1
Artikel 2 Absatz 2 Buchstabe a	Artikel 2 Nummer 2
Artikel 2 Absatz 2 Buchstabe b	Artikel 2 Nummer 3
Artikel 2 Absatz 2 Buchstabe c	Artikel 2 Nummer 4
Artikel 2 Absatz 2 Buchstabe d	—
Artikel 2 Absatz 2 Buchstabe e	—
Artikel 2 Absatz 2 Buchstabe f	—
Artikel 2 Absatz 2 Buchstabe g	Artikel 2 Nummer 5
—	Artikel 2 Nummer 6 bis 71
—	Artikel 3
—	Artikel 4
—	Artikel 5
—	Artikel 6

Verordnung (EG) Nr. 714/2009	Vorliegende Verordnung
—	Artikel 7
—	Artikel 8
—	Artikel 9
—	Artikel 10
—	Artikel 11
—	Artikel 12
—	Artikel 13
—	Artikel 14
—	Artikel 15
Artikel 16 Absätze 1 bis 3	Artikel 16 Absätze 1 bis 4
—	Artikel 16 Absätze 5 bis 8
Artikel 16 Absätze 4 bis 5	Artikel 16 Absätze 9 bis 11
—	Artikel 16 Absatz 12 und 13
—	Artikel 17
Artikel 14 Absatz 1	Artikel 18 Absatz 1
—	Artikel 18 Absatz 2
Artikel 14 Absätze 2 bis 5	Artikel 18 Absätze 3 bis 6
—	Artikel 18 Absätze 7 bis 11
—	Artikel 19 Absatz 1
Artikel 16 Absatz 6	Artikel 19 Absatz 2 und 3
—	Artikel 19 Absätze 4 und 5
—	Artikel 20
—	Artikel 21
—	Artikel 22
Artikel 8 Absatz 4	Artikel 23 Absatz 1
—	Artikel 23 Absätze 2 bis 7
—	Artikel 25
—	Artikel 26
—	Artikel 27
Artikel 4	Artikel 28 Absatz 1
—	Artikel 28 Absatz 2
Artikel 5	Artikel 29 Absätze 1 bis 4
—	Artikel 29 Absatz 5
Artikel 8 Absatz 2 (Satz 1)	Artikel 30 Absatz 1 Buchstabe a
Artikel 8 Absatz 3 Buchstabe b	Artikel 30 Absatz 1 Buchstabe b
—	Artikel 30 Absatz 1 Buchstabe c
Artikel 8 Absatz 3 Buchstabe c	Artikel 30 Absatz 1 Buchstabe d
—	Artikel 30 Absatz 1 Buchstaben e und f Artikel 30 Absatz 1 Buchstaben g und h
Artikel 8 Absatz 3 Buchstabe a	Artikel 30 Absatz 1 Buchstabe i

Verordnung (EG) Nr. 714/2009	Vorliegende Verordnung
Artikel 8 Absatz 3 Buchstabe d	Artikel 30 Absatz 1 Buchstabe j Artikel 30 Absatz 1 Buchstabe k
Artikel 8 Absatz 3 Buchstabe e	Artikel 30 Absatz 1 Buchstabe l Artikel 30 Absatz 1 Buchstabe m bis o
—	Artikel 30 Absätze 2 und 3
Artikel 8 Absatz 5	Artikel 30 Absatz 4
Artikel 8 Absatz 9	Artikel 30 Absatz 5
Artikel 10	Artikel 31
Artikel 9	Artikel 32
Artikel 11	Artikel 33
Artikel 12	Artikel 34
—	Artikel 35
—	Artikel 36
—	Artikel 37
—	Artikel 38
—	Artikel 39
—	Artikel 40 Artikel 41
—	Artikel 42
—	Artikel 43
—	Artikel 44
—	Artikel 45
—	Artikel 46
—	Artikel 47
Artikel 8 Absatz 10	Artikel 48
Artikel 13	Artikel 49
Artikel 2 Absatz 2 (letzter Unterabsatz)	Artikel 49 Absatz 7
Artikel 15	Artikel 50 Absätze 1 bis 6
Anhang I Nummer 5.10	Artikel 50 Absatz 7
Artikel 3	Artikel 51
—	Artikel 52
—	Artikel 53 Artikel 54
—	Artikel 55
—	Artikel 56
—	Artikel 57
—	Artikel 58
Artikel 8 Absatz 6	Artikel 59 Absatz 1 Buchstaben a, b und c
—	Artikel 59 Absatz 1 Buchstaben d und e Artikel 59 Absatz 2
Artikel 6 Absatz 1	Artikel 59 Absatz 3
Artikel 6 Absatz 2	Artikel 59 Absatz 4

Verordnung (EG) Nr. 714/2009	Vorliegende Verordnung
Artikel 6 Absatz 3	Artikel 59 Absatz 5
—	Artikel 59 Absatz 6
Artikel 6 Absatz 4	Artikel 59 Absatz 7
Artikel 6 Absatz 5	Artikel 59 Absatz 8
Artikel 6 Absatz 6	Artikel 59 Absatz 9
Artikel 8 Absatz 1	Artikel 59 Absatz 10
Artikel 6 Absatz 7	—
Artikel 6 Absatz 8	—
Artikel 6 Absatz 11	Artikel 59 Absatz 11 und 12
Artikel 6 Absätze 9 bis 12	Artikel 59 Absätze 13 und 14
Artikel 8 Absatz 2	Artikel 59 Absatz 15
—	Artikel 60 Absatz 1
Artikel 7 Absatz 1	Artikel 60 Absatz 2
Artikel 7 Absatz 2	Artikel 60 Absatz 3
Artikel 7 Absatz 3	—
Artikel 7 Absatz 4	—
—	Artikel 61 Absatz 1
—	Artikel 61 Absatz 2
Artikel 18 Absatz 1	Artikel 61 Absatz 3
Artikel 18 Absatz 2	—
Artikel 18 Absatz 3	Artikel 61 Absatz 4
Artikel 18 Absatz 4	—
Artikel 18 Absatz 4a	Artikel 61 Absatz 5
Artikel 18 Absatz 5	Artikel 61 Absatz 5 und 6
Artikel 19	—
Artikel 21	Artikel 62
Artikel 17	Artikel 63
—	Artikel 64
Artikel 20	Artikel 65
Artikel 22	Artikel 66
Artikel 23	Artikel 67
Artikel 24	—
—	Artikel 68
—	Artikel 69
Artikel 25	Artikel 70
Artikel 26	Artikel 71