



2024/1747

26.6.2024

VERORDNUNG (EU) 2024/1747 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES

vom 13. Juni 2024

zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union

(Text von Bedeutung für den EWR)

DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION —

gestützt auf den Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, 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 Sozialausschusses ⁽¹⁾,

nach Stellungnahme des Ausschusses der Regionen ⁽²⁾,

gemäß dem ordentlichen Gesetzgebungsverfahren ⁽³⁾,

in Erwägung nachstehender Gründe:

- (1) Seit September 2021 sind auf den Elektrizitätsmärkten sehr hohe Preise und Schwankungen zu verzeichnen. Wie die Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) in ihrer endgültigen Bewertung des Stromgroßhandelsmarktdesigns der EU vom April 2022 dargelegt hat, ist dies hauptsächlich eine Folge des hohen Gaspreises, da Gas zur Stromerzeugung genutzt wird.
- (2) Die Eskalation des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine, eine Vertragspartei des Vertrags zur Gründung der Energiegemeinschaft ⁽⁴⁾, und die damit verbundenen internationalen Sanktionen seit Februar 2022 haben zu einer Gaskrise und zu Störungen der globalen Energiemärkte geführt, das Problem der hohen Gaspreise verschärft und sich in der Folge erheblich auf die Strompreise ausgewirkt. Zudem hat der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine zu Unsicherheit hinsichtlich der Versorgung mit anderen Rohstoffen wie Steinkohle und Rohöl geführt, die in Stromerzeugungsanlagen verwendet werden. Durch diese Unsicherheit nahmen die Strompreisschwankungen noch einmal erheblich zu. Die geringere Verfügbarkeit mehrerer Kernreaktoren und die geringe Wasserkraftleistung haben den Anstieg der Strompreise weiter verstärkt.
- (3) Als Reaktion darauf hat die Kommission in ihrer Mitteilung mit dem Titel „Steigende Energiepreise — eine ‚Toolbox‘ mit Gegenmaßnahmen und Hilfeleistungen“ vom 13. Oktober 2021 eine Toolbox mit Maßnahmen vorgeschlagen, die von der Union und ihren Mitgliedstaaten genutzt werden können, um die unmittelbaren Auswirkungen der hohen Energiepreise auf Haushaltskunden und Unternehmen zu bewältigen, unter anderem durch finanzielle Unterstützung, Steuererleichterungen, Maßnahmen für Energieeinsparungen und zur Energiespeicherung, und um die Resilienz gegenüber künftigen Preisschocks zu stärken. In ihrer Mitteilung vom 8. März 2022 mit dem Titel „REPowerEU: gemeinsames europäisches Vorgehen für erschwinglichere, sichere und nachhaltige Energie“ umriss die Kommission eine Reihe zusätzlicher Maßnahmen, um die Toolbox zu stärken und auf die steigenden Energiepreise zu reagieren. Am 23. März 2022 führte die Kommission zudem einen befristeten Rahmen für staatliche Beihilfen ein, um bestimmte Subventionen zur Abfederung der Auswirkungen der hohen Energiepreise zu ermöglichen.
- (4) In ihrer Mitteilung vom 18. Mai 2022 legte die Kommission ihren „REPowerEU-Plan“ dar, mit dem zusätzliche Maßnahmen mit Schwerpunkt auf Energieeinsparungen, der Diversifizierung der Energieversorgung, einem erhöhten Energieeffizienzziel und dem beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien eingeführt wurden, um die Abhängigkeit der Union von fossilen Brennstoffen aus Russland zu verringern, wobei auch vorgeschlagen wurde, das Ziel der Union im Hinblick auf den Bruttoendenergieverbrauch von erneuerbaren Energien bis 2030 auf 45 % anzuheben. Darüber hinaus wurden in der Mitteilung der Kommission vom 18. Mai 2022 mit dem Titel „Kurzfristige

⁽¹⁾ ABl. C 293 vom 18.8.2023, S. 112.

⁽²⁾ ABl. C, C/2023/253 vom 26.10.2023, ELI: <http://data.europa.eu/eli/C/2023/253/oj>.

⁽³⁾ Standpunkt des Europäischen Parlaments vom 11. April 2024 (noch nicht im Amtsblatt veröffentlicht) und Beschluss des Rates vom 21. Mai 2024.

⁽⁴⁾ ABl. L 198 vom 22.7.2006, S. 18.

Energiemarktinterventionen und langfristige Verbesserungen der Strommarktgestaltung — ein Lösungsansatz“ nicht nur weitere kurzfristige Maßnahmen zur Begrenzung des Energiepreisanstiegs festgelegt, sondern auch Bereiche ermittelt, in denen das Elektrizitätsmarktdesign verbessert werden könnte, und es wurde die Absicht angekündigt, diese Bereiche im Hinblick auf eine Änderung des Rechtsrahmens zu bewerten.

- (5) Um der Energiepreiskrise sowie Sicherheitsbedenken rasch zu begegnen und den Preissteigerungen für die Bürgerinnen und Bürger entgegenzuwirken, hat die Union mehrere Rechtsakte angenommen, darunter die Verordnung (EU) 2022/1032 des Europäischen Parlaments und des Rates⁽⁵⁾, mit der eine strenge Regelung über die Gasspeicherung geschaffen wurde, die Verordnung (EU) 2022/1369 des Rates⁽⁶⁾, in der wirksame Maßnahmen zur Nachfragesenkung bei Gas und Strom vorgesehen sind, die Verordnung (EU) 2022/1854 des Rates⁽⁷⁾, mit der Preisbegrenzungsregelungen zur Vermeidung von Zufallsgewinnen sowohl auf dem Gas- als auch dem Elektrizitätsmarkt eingeführt wurden, und die Verordnung (EU) 2022/2577 des Rates⁽⁸⁾, in der Maßnahmen zur Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie festgelegt wurden.
- (6) Mit einem gut integrierten Energiemarkt, der auf den Verordnungen (EU) 2018/1999⁽⁹⁾, (EU) 2019/942⁽¹⁰⁾ und (EU) 2019/943⁽¹¹⁾ des Europäischen Parlaments und des Rates sowie auf den Richtlinien (EU) 2018/2001⁽¹²⁾, (EU) 2018/2002⁽¹³⁾ und (EU) 2019/944⁽¹⁴⁾ des Europäischen Parlaments und des Rates — die 2018 und 2019 erlassen wurden und zusammen gemeinhin als Paket „Saubere Energie für alle Europäer“ (im Folgenden „Paket „Saubere Energie“) bezeichnet werden — aufbaut, wird es der Union unter allen Umständen ermöglicht, die wirtschaftlichen Vorteile eines Energiebinnenmarkts zu nutzen, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und den Dekarbonisierungsprozess fortzusetzen, um das Klimaneutralitätsziel der Union zu erreichen. Auch grenzüberschreitende Interkonnektivität gewährleistet einen sichereren, zuverlässigeren und effizienteren Betrieb der Stromnetze sowie größere Resilienz gegenüber kurzfristigen Preisschocks.
- (7) Die Stärkung des Energiebinnenmarktes und die Verwirklichung der Klima- und Energiewendeziele machen eine umfassende Modernisierung des Elektrizitätsnetzes der Union erforderlich, um sie in die Lage zu versetzen, die immense Zunahme der Erzeugungskapazitäten hinsichtlich erneuerbarer Energien, wetterabhängige Schwankungen der Erzeugungsmengen, veränderliche Stromflussmuster in der Union und die neu aufkommende Nachfrage, z. B. durch Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen, zu bewältigen. Investitionen in die Netze sind für das reibungslose Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarktes, einschließlich der Versorgungssicherheit, innerhalb der Grenzen und über die Grenzen hinweg von entscheidender Bedeutung. Diese Investitionen sind notwendig, um erneuerbare Energien und die Nachfrage in einem Kontext zusammenzuführen, in dem diese weiter voneinander entfernt sind als in der Vergangenheit, und schließlich um die Klima- und Energieziele der Union zu erreichen. Daher sollte jede Reform des Elektrizitätsmarkts der Union zu einem stärker integrierten europäischen Elektrizitätsnetz beitragen, um dafür zu sorgen, dass jeder Mitgliedstaat gemäß der in Artikel 4 Buchstabe d Nummer 1 der Verordnung (EU) 2018/1999 festgelegten Stromverbundvorgabe bis 2030 ein Maß der Verbundfähigkeit der Stromnetze von mindestens 15 % erreicht, dass diese Verbindungskapazität so weit wie möglich für den grenzüberschreitenden Handel genutzt wird und dass das Elektrizitätsnetz und die Vernetzungsinfrastruktur der Union, wie z. B. die Vorhaben von gemeinsamem europäischen Interesse gemäß der Verordnung (EU) 2022/869 des Europäischen Parlaments und des Rates⁽¹⁵⁾, auf- bzw. ausgebaut werden. Allen Bürgerinnen und Bürgern sowie Unternehmen der Union sollte eine angemessene Konnektivität geboten werden, da dies ihnen beträchtliche Möglichkeiten eröffnen kann, an der Energiewende und dem digitalen Wandel der Union teilzuhaben. Die Gebiete in äußerster Randlage

⁽⁵⁾ Verordnung (EU) 2022/1032 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 29. Juni 2022 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2017/1938 und (EG) Nr. 715/2009 im Hinblick auf die Gasspeicherung (ABl. L 173 vom 30.6.2022, S. 17).

⁽⁶⁾ Verordnung (EU) 2022/1369 des Rates vom 5. August 2022 über koordinierte Maßnahmen zur Senkung der Gasnachfrage (ABl. L 206 vom 8.8.2022, S. 1).

⁽⁷⁾ Verordnung (EU) 2022/1854 des Rates vom 6. Oktober 2022 über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise (ABl. L 261 I vom 7.10.2022, S. 1).

⁽⁸⁾ Verordnung (EU) 2022/2577 des Rates vom 22. Dezember 2022 zur Festlegung eines Rahmens für einen beschleunigten Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien (ABl. L 335 vom 29.12.2022, S. 36).

⁽⁹⁾ 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).

⁽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 (ABl. L 158 vom 14.6.2019, S. 22).

⁽¹¹⁾ Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. L 158 vom 14.6.2019, S. 54).

⁽¹²⁾ 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).

⁽¹³⁾ Richtlinie (EU) 2018/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz (ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 210).

⁽¹⁴⁾ 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 (ABl. L 158 vom 14.6.2019, S. 125).

⁽¹⁵⁾ Verordnung (EU) 2022/869 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2022 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 715/2009, (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 sowie der Richtlinien 2009/73/EG und (EU) 2019/944 und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 (ABl. L 152 vom 3.6.2022, S. 45).

gemäß Artikel 349 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV), in dem ihre besonderen Gegebenheiten anerkannt werden und die Annahme spezifischer Maßnahmen für sie vorgesehen ist, sollten besonders berücksichtigt werden.

- (8) Das derzeitige Elektrizitätsmarktdesign hat unter anderem zur Entstehung neuer und innovativer Produkte, Dienstleistungen und Maßnahmen auf den Stromendkundenmärkten beigetragen, die Energieeffizienz und die Nutzung erneuerbarer Energien unterstützt und die Auswahl verbessert, sodass es für die Verbraucher einfacher wird, ihre Energiekosten zu senken, einschließlich durch kleine Erzeugungsanlagen und neu entstehende Dienstleistungen zur Bereitstellung von Laststeuerung (demand response). Ein wichtiges Element der künftigen Elektrizitätsmärkte und -systeme in der Union besteht darin, auf dem Potenzial, das in der Digitalisierung des Energiesystems liegt und unter anderem in der aktiven Beteiligung der Verbraucher besteht, aufzubauen und dieses auszunutzen. Gleichzeitig müssen die Entscheidungen der Verbraucher respektiert werden, die Verbraucher selbst die Möglichkeit haben, aus einer Vielzahl vertraglicher Angebote auszuwählen, und Haushaltskunden vor hohen Preisen während einer Energiekrise geschützt werden. Die Integration des Energiesystems wird als Planung und Betrieb des Gesamtsystems unter Einbeziehung verschiedener Energieträger, Infrastrukturen und Verbrauchssektoren verstanden, indem eine stärkere Verknüpfung untereinander geschaffen wird, die aufeinander abgestimmt und durch die Digitalisierung unterstützt werden, mit dem Ziel, sichere, erschwingliche, zuverlässige und nachhaltige Energie zu liefern.
- (9) Vor dem Hintergrund der Energiekrise hat das derzeitige Elektrizitätsmarktdesign eine Reihe von Mängeln und unerwarteten Auswirkungen offenbart, die mit den Auswirkungen der hohen und schwankenden Preise für fossile Brennstoffe auf die Kurzfriststrommärkte in Zusammenhang stehen und dazu führen, dass Haushalte und Unternehmen erheblichen Preisspitzen und den sich daraus ergebenden Auswirkungen in Bezug auf ihre Stromkosten ausgesetzt sind.
- (10) Ein schnellerer Ausbau erneuerbarer Energien und sauberer flexibler Technologien ist der nachhaltigste und kostengünstigste Weg, um die Nachfrage nach fossilen Brennstoffen für die Stromerzeugung strukturell zu reduzieren und den direkten Stromverbrauch durch die Elektrifizierung der Energienachfrage und Integration des Energiesystems zu ermöglichen. Erneuerbare Energien können sich aufgrund ihrer niedrigen Betriebskosten positiv auf die Strompreise in der gesamten Union auswirken und den Verbrauch fossiler Brennstoffe verringern.
- (11) Die Änderungen des Elektrizitätsmarktdesigns sollten sicherstellen, dass die Vorteile der zunehmenden Nutzung von Strom aus erneuerbaren Quellen und der Energiewende insgesamt den Verbrauchern, auch den schutzbedürftigsten, zugutekommen, und diese letztlich vor Energiekrisen schützen sowie verhindern, dass noch mehr Haushaltskunden in eine Energiearmutsfalle geraten. Diese Änderungen sollten die Auswirkungen hoher Preise für fossile Brennstoffe, insbesondere für Gas, auf die Strompreise abmildern, damit Haushaltskunden und Unternehmen langfristig die Vorteile erschwinglicher und sicherer Energie aus nachhaltigen erneuerbaren und CO₂-armen Quellen und der Rolle energieeffizienter Lösungen bei der Senkung der Gesamtenergiekosten nutzen können, wodurch sich der Ausbaubedarf von Stromnetzen und Erzeugungskapazitäten reduzieren lassen könnte.
- (12) Die Reform des Elektrizitätsmarktdesigns zielt darauf ab, erschwingliche und wettbewerbsfähige Strompreise für alle Verbraucher zu erreichen. Diese Reform sollte somit nicht nur den Haushaltskunden zugutekommen, sondern auch die Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaftszweige der Union verbessern, indem Investitionen in saubere Technologien erleichtert werden, die die Wirtschaftszweige benötigen, um den Übergang zur Klimaneutralität zu vollziehen. Die Energiewende in der Union muss sich auf eine solide Grundlage für die Herstellung sauberer Technologien stützen. Diese Reform wird zu einer erschwinglichen Elektrifizierung der Industrie beitragen und die weltweite Führungsrolle der Union im Bereich der Forschung und Innovation zu sauberen Energietechnologien unterstützen.
- (13) Gut funktionierende und effiziente Kurzfristmärkte sind ein Schlüsselinstrument, um erneuerbare Energien und Flexibilitätsquellen in den Elektrizitätsmarkt zu integrieren, und ermöglichen auf kosteneffiziente Weise die Integration des Energiesystems.
- (14) Intraday-Märkte sind besonders wichtig, um variable erneuerbare Energiequellen zu den geringsten Kosten in das Elektrizitätssystem zu integrieren, da sie den Marktteilnehmern die Möglichkeit bieten, bei Stromengpässen oder -überschüssen Handelstransaktionen näher am Lieferzeitpunkt durchzuführen. Da die Erzeuger von Energie aus variablen erneuerbaren Quellen ihre Erzeugungsmenge erst kurz vor dem Lieferzeitpunkt genau abschätzen können, ist es für sie von entscheidender Bedeutung, dass sie die Handelsmöglichkeiten maximieren, indem sie so nah am Zeitpunkt der Stromlieferung wie möglich Zugang zu einem liquiden Markt haben. Der Zeitabstand nach der Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes sollte daher verkürzt und näher an die Echtzeit herangeführt werden, um die Möglichkeiten der Marktteilnehmer zu Handelstransaktionen bei Stromengpässen und -überschüssen zu maximieren und zu einer besseren Integration variabler erneuerbarer Energiequellen in das Stromsystem beizutragen. Für den Fall, dass diese Änderung Risiken für die Versorgungssicherheit verursacht, und zur Ermöglichung eines kosteneffizienten Übergangs zum verkürzten Zeitabstand nach der Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes, sollten die Übertragungsnetzbetreiber auf der Grundlage einer Folgenabschätzung und vorbehaltlich einer Genehmigung der betreffenden Regulierungsbehörde eine Freistellung beantragen können, um

eine Verlängerung des Umsetzungszeitplans zu erhalten. Diesem Antrag sollte ein Aktionsplan mit konkreten Schritten zur Umsetzung des neuen Zeitabstands nach der Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes beiliegen.

- (15) Daher ist es wichtig, dass sich die Intraday-Märkte an die Beteiligung variabler Erneuerbare-Energien-Technologien wie Solar- und Windenergietechnologien sowie an die Beteiligung von Laststeuerung und Energiespeicherung anpassen. Die Liquidität der Intraday-Märkte sollte durch das Teilen der gemeinsamen Auftragsbücher der Marktbetreiber innerhalb einer Gebotszone verbessert werden, auch wenn die zonenübergreifenden Kapazitäten auf null gesetzt werden oder nach dem Zeitpunkt der Schließung des Intraday-Marktes. Um sicherzustellen, dass die nominierten Strommarktbetreiber (nominated electricity market operator — NEMO) die Auftragsbücher in den Zeitbereichen der Day-Ahead-Marktkopplung und der Intraday-Marktkopplung teilen, sollten NEMO alle Aufträge für Day-Ahead- und Intraday-Produkte und Produkte mit denselben Merkmalen an die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung und die einheitliche Intraday-Marktkopplung übermitteln und den Handel mit Day-Ahead- oder Intraday-Produkten oder Produkten mit denselben Merkmalen nicht außerhalb der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung organisieren. Um dem inhärenten Risiko der Diskriminierung beim Handel mit Day-Ahead- und Intraday-Produkten innerhalb und außerhalb der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung und dem daraus folgenden Liquiditätsabfluss auf den gekoppelten Elektrizitätsmärkten der Union zu begegnen, sollte diese Verpflichtung für NEMO, für Unternehmen, die die direkte oder indirekte Kontrolle über einen NEMO ausüben, sowie für Unternehmen, die direkt oder indirekt von einem NEMO kontrolliert werden, gelten. Zur Erhöhung der Transparenz auf den Märkten sollten die Marktteilnehmer, sofern zutreffend, Informationen der Erzeugungseinheiten bereitstellen, unbeschadet der Abgabe von Geboten im Einklang mit den einschlägigen Rahmen in den einzelnen Mitgliedstaaten.
- (16) Zusätzlich sollten Kurzfriststrommärkte durch Verringerung der Mindestgebotsgröße sicherstellen, dass auch kleine Flexibilitätsdienstleister teilnehmen können.
- (17) Um die effiziente Integration von Strom aus variablen erneuerbaren Energiequellen zu gewährleisten und den Bedarf an Strom aus fossilen Brennstoffen in regionalen oder unionsweiten Strompreiskrisen zu senken, sollten die Mitgliedstaaten die Netzbetreiber auffordern können, für eine zusätzliche Laststeuerung die Beschaffung eines Produkts zur Lastspitzenreduktion vorzuschlagen, um zur Verringerung des im Stromnetz auftretenden Verbrauchs beizutragen. Der Vorschlag für ein Produkt zur Lastspitzenreduktion sollte von der betreffenden Regulierungsbehörde im Hinblick auf eine Senkung der Stromnachfrage und eine Verringerung der Auswirkungen auf den Großhandelsstrompreis in Spitzenlaststunden bewertet werden. Da das Produkt zur Lastspitzenreduktion darauf abzielt, den Stromverbrauch zu verringern und zu verlagern, und um eine Zunahme der Treibhausgasemissionen zu vermeiden, sollte die Aktivierung des Produkts zur Lastspitzenreduktion nicht mit der Aufnahme der Stromerzeugung aus fossilen Quellen hinter dem Messpunkt verbunden sein. Da das Produkt zur Lastspitzenreduktion nur in eingeschränkten Fällen einer regionalen oder unionsweiten Strompreiskrise angewandt werden soll, kann dessen Beschaffung bis zu einer Woche vor der Freigabe zusätzlicher Kapazitäten zur Laststeuerung erfolgen. Netzbetreiber sollten in der Lage sein, das Produkt zur Lastspitzenreduktion vor oder innerhalb des Zeitbereichs des Day-Ahead-Markts zu aktivieren. Alternativ sollte es möglich sein, das Produkt zur Lastspitzenreduktion auf der Grundlage eines vordefinierten Strompreises automatisch zu aktivieren. Um den Umfang der Stromverbrauchsverringerung zu überprüfen, sollte der Netzbetreiber von einem Basiswert ausgehen, der den erwarteten Stromverbrauch ohne Aktivierung des Produkts zur Lastspitzenreduktion widerspiegelt, und er sollte nach Konsultation der Marktteilnehmer eine Methode zur Bestimmung des Basiswerts entwickeln. Diese Methode sollte von der betreffenden Regulierungsbehörde genehmigt werden. ACER sollte die Auswirkungen der Verwendung von Produkten zur Lastspitzenreduktion auf den Elektrizitätsmarkt der Union bewerten, wobei berücksichtigt werden sollte, dass Produkte zur Lastspitzenreduktion nicht das Funktionieren der Elektrizitätsmärkte verzerren oder zu einer Neuausrichtung von Laststeuerung hin zu Produkten zur Lastspitzenreduktion führen dürfen, und sie sollte Empfehlungen an die Regulierungsbehörden richten können, die bei deren Bewertung auf nationaler Ebene zu berücksichtigen sind. Darüber hinaus sollte ACER die Auswirkungen der Entwicklung von Produkten zur Lastspitzenreduktion auf dem Elektrizitätsmarkt der Union unter normalen Umständen bewerten. Auf der Grundlage dieser Bewertung sollte die Kommission gegebenenfalls einen Gesetzgebungsvorschlag zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/943 vorlegen können, um Produkte zur Lastspitzenreduktion außerhalb von Strompreiskrisen einzuführen.
- (18) Damit die Verbraucher aktiv an den Elektrizitätsmärkten teilnehmen und Flexibilitätsleistungen erbringen können, werden sie nach und nach mit intelligenten Zählern ausgestattet. In einigen Mitgliedstaaten verläuft die Einführung intelligenter Messsysteme jedoch noch schleppend, daher müssen die Mitgliedstaaten die Bedingungen für die Installation intelligenter Messsysteme verbessern, um schnellstmöglich eine umfassende Abdeckung zu erreichen. Übertragungsnetzbetreiber, Verteilernetzbetreiber und einschlägige Marktteilnehmer, einschließlich unabhängiger Aggregatoren, sollten jedoch in der Lage sein, mit Zustimmung des Endkunden Daten spezieller Messgeräte im Einklang mit Artikel 23 und 24 der Richtlinie (EU) 2019/944 und anderen einschlägigen Rechtsvorschriften der Union — darunter auch die Rechtsvorschriften über den Datenschutz und den Schutz der Privatsphäre, insbesondere die Verordnung (EU) 2016/679 des Europäischen Parlaments und des Rates⁽¹⁶⁾ — zu nutzen. Nur wenn noch keine intelligenten Messsysteme installiert sind oder die intelligenten Messsysteme keine ausreichende Datengranularität bieten, sollten die Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber darüber hinaus mit Zustimmung des

⁽¹⁶⁾ Verordnung (EU) 2016/679 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. April 2016 zum Schutz natürlicher Personen bei der Verarbeitung personenbezogener Daten, zum freien Datenverkehr und zur Aufhebung der Richtlinie 95/46/EG (Datenschutz-Grundverordnung) (ABl. L 119 vom 4.5.2016, S. 1).

Endkunden Daten spezieller Messgeräte verwenden können, die für Beobachtungszwecke und Abrechnung von Flexibilitätsleistungen wie Laststeuerung und Energiespeicherung bestimmt sind. Die Möglichkeit, die Daten spezieller Messgeräte für Beobachtungszwecke und die Abrechnung zu nutzen, sollte die aktive Beteiligung der Endkunden am Markt und den Ausbau ihrer Laststeuerung verbessern. Bei der Verwendung der Daten dieser speziellen Messgeräte sollten Qualitätsanforderungen an die Daten eingehalten werden.

- (19) Mit dieser Verordnung wird eine Rechtsgrundlage für die Verarbeitung personenbezogener Daten im Einklang mit der Verordnung (EU) 2016/679 geschaffen. Die Mitgliedstaaten sollten dafür sorgen, dass alle in der Verordnung (EU) 2016/679 festgelegten Grundsätze und Verpflichtungen im Zusammenhang mit der Verarbeitung personenbezogener Daten, auch in Bezug auf die Datenminimierung, eingehalten werden. Wenn das Ziel dieser Verordnung ohne die Verarbeitung personenbezogener Daten erreicht werden kann, sollten die Verantwortlichen anonymisierte und aggregierte Daten heranziehen.
- (20) Verbraucher und Versorger benötigen wirksame und effiziente Terminmärkte, um sich in Bezug auf ihr langfristiges Preisrisiko abzusichern und ihre Abhängigkeit von kurzfristigen Preisen zu verringern. Damit Energiekunden in der gesamten Union in vollem Umfang von den Vorteilen integrierter Elektrizitätsmärkte und des unionsweiten Wettbewerbs profitieren können, sollte die Kommission die Auswirkungen möglicher Maßnahmen, mit denen das Funktionieren der Stromterminmärkte der Union etwa in Bezug auf die Häufigkeit der Vergabe, die Laufzeiten und die Art der langfristigen Übertragungsrechte verbessert werden soll, Wege zur Stärkung des Sekundärmarktes und die mögliche Einführung regionaler virtueller Hubs bewerten.
- (21) Der Teil der Bewertung betreffend die mögliche Einführung regionaler virtueller Hubs sollte sich unter anderem auf die Auswirkungen von bereits bestehenden zwischenstaatlichen Abkommen im Zusammenhang mit Kraftwerken, die sich in grenzüberschreitendem gemeinsamem Eigentum befinden, erstrecken. Wenn sie eingeführt werden, würden regionale virtuelle Hubs den aggregierten Preis mehrerer Gebotszonen widerspiegeln und einen Referenzpreis vorgeben, der von den Marktbetreibern genutzt werden sollte, um Terminabsicherungsprodukte anzubieten. Insofern sollten regionale virtuelle Hubs nicht als Einrichtungen verstanden werden, die Transaktionen vermitteln oder ausführen. Die regionalen virtuellen Hubs würden durch Bereitstellung eines Referenzpreisindex die Bündelung von Liquidität ermöglichen und den Marktteilnehmern zusätzliche Absicherungsmöglichkeiten bieten. Zur Gewährleistung einheitlicher Bedingungen für die Durchführung dieser Verordnung sollten der Kommission Durchführungsbefugnisse übertragen werden, um erforderlichenfalls die Maßnahmen und Werkzeuge für die Gestaltung der Stromterminmärkte der Union, auch in Bezug auf die Einführung regionaler virtueller Hubs, näher festzulegen. Diese Befugnisse sollten im Einklang mit der Verordnung (EU) Nr. 182/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates⁽¹⁷⁾ ausgeübt werden.
- (22) Um die Möglichkeiten der Marktteilnehmer zur Absicherung zu verbessern, sollte die Rolle der zentralen Vergabeplattform ausgeweitet werden, die gemäß der Verordnung (EU) 2016/1719 der Kommission⁽¹⁸⁾ eingerichtet wurde. Die zentrale Vergabeplattform sollte als Stelle fungieren, die Vergabemöglichkeiten anbietet und den Handel mit finanziellen langfristigen Übertragungsrechten im Namen der Übertragungsnetzbetreiber zwischen den verschiedenen Gebotszonen und gegebenenfalls den regionalen virtuellen Hubs erleichtert.
- (23) Die Netztarife sollten den Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern Anreize bieten, Flexibilitätsleistungen, insbesondere Laststeuerung oder Energiespeicherung, zu nutzen und dafür weitere innovative Lösungen zur Optimierung des bestehenden Netzes und zur Beschaffung von Flexibilitätsleistungen zu entwickeln. Zu diesem Zweck sollten die Netztarife so gestaltet werden, dass sie den Betriebs- und Kapitalausgaben der Netzbetreiber oder einer effizienten Kombination beider Arten von Ausgaben Rechnung tragen, damit die Netzbetreiber das Stromnetz kosteneffizient betreiben können. Das Erfordernis der Kostenorientierung sollte die Möglichkeit einer effizienten Kostenumverteilung, wenn standort- oder zeitabhängige Netzentgelte erhoben werden, nicht einschränken. Dies würde darüber hinaus dazu beitragen, Energie aus erneuerbaren Quellen zu den geringsten Kosten für das Stromsystem zu integrieren und es den Endkunden ermöglichen, den Nutzen der Flexibilitätslösungen zu schätzen. Die Regulierungsbehörden werden wesentlich dazu beitragen, sicherzustellen, dass ausreichende Investitionen für die erforderliche Netzentwicklung, den Netzausbau, und die Netzverstärkung bereitgestellt werden. Die Regulierungsbehörden sollten die öffentliche Akzeptanz und die Nutzung antizipatorischer Investitionen und so die Beschleunigung der Netzentwicklung fördern, um dem schnelleren Ausbau der Erzeugung erneuerbarer Energien, gegebenenfalls auch in ausgewiesenen Beschleunigungsgebieten für erneuerbare Energie, und der intelligenten elektrifizierten Nachfrage zu entsprechen.
- (24) Erneuerbare Offshore-Energiequellen wie Offshore-Windenergie, Meeresenergie und schwimmende Fotovoltaikanlagen werden beim Aufbau eines weitgehend auf Energie aus erneuerbaren Quellen beruhenden Energiesystems und bei der Gewährleistung der Klimaneutralität bis 2050 eine entscheidende Rolle spielen. Es gibt jedoch erhebliche

⁽¹⁷⁾ 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).

⁽¹⁸⁾ 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).

Hindernisse, die einer breiteren und effizienten Nutzung entgegenstehen und damit den massiven Ausbau verhindern, der zur Verwirklichung dieser Ziele erforderlich ist. Ähnliche Hindernisse könnten künftig auch bei anderen Offshore-Technologien auftreten. Um das Investitionsrisiko für die Entwickler von Offshore-Projekten zu verringern, könnte die Entwicklung von Offshore-Projekten durch Instrumente wie Strombezugsverträge oder zweiseitige Differenzverträge erleichtert werden. Für Offshore-Hybridprojekte, die an mehr als einen Markt in einer Offshore-Gebotszone angebunden sind, besteht in Bezug auf den Marktzugang ein zusätzliches Risiko im Zusammenhang mit der besonderen topografischen Lage. Um die Risiken für solche Projekte zu verringern, sollten Übertragungsnetzbetreiber einen Ausgleich zahlen, wenn sie den validierten Ergebnissen der Kapazitätsberechnung zufolge auf der Verbindungsleitung nicht die in den Netzanschlussverträgen vereinbarte Kapazität bereitgestellt oder auf den kritischen Netzelementen nicht die Kapazität gemäß den in Artikel 16 Absatz 8 der Verordnung (EU) 2019/943 festgelegten Kapazitätsberechnungsvorschriften nach zur Verfügung gestellt haben. Übertragungsnetzbetreiber sollten keinen Ausgleich zahlen, wenn sie den validierten Ergebnissen der Kapazitätsberechnung zufolge die Anforderungen des Netzanschlussvertrags in Bezug auf die Kapazität der Verbindungsleitung erfüllt oder übertroffen sowie auf den kritischen Netzelementen die Kapazität gemäß den in Artikel 16 Absatz 8 der Verordnung (EU) 2019/943 festgelegten Vorschriften zur Verfügung gestellt haben. Im jeweiligen Netzanschlussvertrag mit dem Betreiber einer Offshore-Anlage zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen sollten die Übertragungsnetzbetreiber bestrebt sein, eine Gesamtkapazität zu vereinbaren, die fest — und nicht flexibel — ist und im Einklang mit dem gemäß Richtlinie (EU) 2019/944 eingerichteten Rahmen für Netzanschlussverträge der steht. Die Mitgliedstaaten sollten rechtzeitig über den Netzanschlussvertrag unterrichtet werden. Ausgleichszahlungen sollten geleistet werden, entweder wenn die verfügbaren Übertragungskapazitäten so weit verringert werden, dass der gesamte erzeugte Strom, den die Offshore-Anlage zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen andernfalls hätte exportieren können, nicht auf die umliegenden Märkte gelangen kann, und/oder wenn es in der Offshore-Gebotszone im Vergleich zu einem Szenario ohne Kapazitätsminderung infolge einer Kapazitätsminderung zu einem entsprechenden Preisverfall kommt, obwohl exportiert werden kann. Der Ausgleich sollte aus Engpasslösen gezahlt werden. Der Ausgleich sollte gelten, wenn ein oder mehrere Übertragungsnetzbetreiber nicht genügend Kapazitäten für den Export der Stromerzeugungskapazität auf seiner bzw. ihrer jeweiligen Verbindungsleitung bis zu der im Netzanschlussvertrag vereinbarten Kapazität zur Verfügung gestellt hat bzw. haben und sollte von diesem Übertragungsnetzbetreiber bzw. diesen Übertragungsnetzbetreibern geleistet werden. Ist die unzureichende Kapazität darauf zurückzuführen, dass andere Übertragungsnetzbetreiber auf ihren kritischen Netzelementen nicht die Kapazität gemäß den in Artikel 16 Absatz 8 der Verordnung (EU) 2019/943 festgelegten Kapazitätsberechnungsvorschriften zur Verfügung gestellt haben, so sollten im Interesse der regionalen Fairness die Ausgleichskosten nach dem Verursacherprinzip proportional auf diese Übertragungsnetzbetreiber aufgeteilt werden. Darüber hinaus kann ein etwaiger Ausgleich, der nicht durch diese proportionale Aufteilung abgedeckt wird, im Rahmen ihrer Kostenteilungsvereinbarungen zwischen den einschlägigen Parteien in den am Offshore-Hybridprojekt beteiligten Mitgliedstaaten aufgeteilt werden. Dieser Ausgleich sollte nicht zu einer Überkompensation führen und soll die Verringerung der Einnahmen der Betreiber von Offshore-Anlagen zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen infolge eines eingeschränkten Zugangs zu den Verbundmärkten kompensieren. Er sollte sich nur auf die für den Markt zur Verfügung stehende Erzeugungskapazität beziehen, die wetterabhängig sein kann, nicht jedoch auf Ausfälle oder Wartungsarbeiten des Offshore-Projekts. Der Ausgleich im Fall eines fehlenden Zugangs zum Übertragungsnetz sollte nicht so ausgelegt werden, dass ein vorrangiger Dispatch gewährt wird, und sollte mit den Grundsätzen der Nichtdiskriminierung und der Maximierung der grenzüberschreitenden Kapazitäten für den Handel gemäß Artikel 16 Absatz 4 der Verordnung (EU) 2019/943 in Einklang gebracht werden. Darüber hinaus sollte es nicht zu einem doppelten Ausgleich für dasselbe mit dieser Bestimmung abgedeckte Risiko kommen, etwa wenn das Risiko bereits unter einen Differenzvertrag oder eine andere einschlägige Förderregelung fällt. Die Einzelheiten dieses Ausgleichsmechanismus und der Umsetzungsmethode, die zu entwickeln sind, einschließlich der Bedingungen für eine mögliche Beendigung der Maßnahme — beispielsweise das Vorliegen einer ausreichenden Nachfrage in der Offshore-Gebotszone (z. B. eines großen Elektrolyseurs) oder eines direkten Zugangs zu einer für ein Verschwinden des Risikos ausreichenden Anzahl von Märkten — sollen in einem Durchführungsrechtsakt näher ausgearbeitet werden, gegebenenfalls auch durch Änderungen der Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission⁽¹⁹⁾.

- (25) Auf dem Day-Ahead-Großhandelsmarkt werden zunächst die Kraftwerke mit niedrigeren Grenzkosten eingesetzt; der Preis für alle Marktteilnehmer bei Marktclearing wird jedoch durch das letzte Kraftwerk bestimmt, das zur Deckung der Nachfrage benötigt wird, nämlich das Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten. In diesem Zusammenhang hat die Energiekrise gezeigt, dass ein Preisanstieg bei Gas und Steinkohle zu außergewöhnlichen und dauerhaften Steigerungen der Preise führen kann, zu denen der aus Gas und Kohle erzeugte Strom auf dem Day-Ahead-Großhandelsmarkt angeboten wird. Dies wiederum hat in der gesamten Union zu außergewöhnlich hohen Preisen auf dem Day-Ahead-Markt geführt, da Gas- und Kohlekraftwerke unter den zur Deckung der Stromnachfrage benötigten Kraftwerken häufig die mit den höchsten Grenzkosten sind.
- (26) Da der Preis auf dem Day-Ahead-Markt als Referenz für den Preis auf anderen Stromgroßhandelsmärkten dient und alle Marktteilnehmer denselben Clearingpreis erhalten, wurden bei Technologien mit deutlich niedrigeren Grenzkosten durchweg hohe Einnahmen erzielt.

⁽¹⁹⁾ 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).

- (27) Um die Dekarbonisierungsziele der Union und die im REPowerEU-Plan festgelegten Ziele für mehr Energieunabhängigkeit zu erreichen, muss die Union den Ausbau der erneuerbaren Energien deutlich beschleunigen. In Anbetracht der zur Verwirklichung dieser Ziele erforderlichen Investitionen sollte der Markt sicherstellen, dass ein langfristiges Preissignal gesetzt wird.
- (28) Innerhalb dieses Rahmens sollten die Mitgliedstaaten danach streben, die richtigen Marktbedingungen für langfristige marktbasierende Instrumente wie Strombezugsverträge zu schaffen. Strombezugsverträge sind bilaterale Bezugsvereinbarungen zwischen Stromerzeugern und -käufern, die auf freiwilliger Basis und auf der Grundlage der auf dem Markt herrschenden Preisbedingungen ohne regulatorische Eingriffe in die Preisfestlegung geschlossen werden. Sie gewährleisten langfristige Preisstabilität für den Kunden und die für den Erzeuger erforderliche Sicherheit, um die Investitionsentscheidung zu treffen. Dennoch gibt es nur in wenigen Mitgliedstaaten aktive Märkte für Strombezugsverträge, wobei sich die Käufer in der Regel auf große Unternehmen beschränken, auch weil es bei Strombezugsverträgen eine Reihe von Hindernissen gibt, insbesondere die Schwierigkeit, in diesen langfristigen Vereinbarungen das Risiko eines Zahlungsausfalls des Käufers zu decken. Die Mitgliedstaaten sollten die Notwendigkeit der Schaffung eines dynamischen Marktes für Strombezugsverträge berücksichtigen, wenn sie die politischen Maßnahmen zur Verwirklichung der in ihren integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen festgelegten Dekarbonisierungsziele festlegen. Bei der Ausarbeitung von Maßnahmen, die sich unmittelbar auf Strombezugsverträge auswirken, sollten die Mitgliedstaaten mögliche berechnete Erwartungen achten und die Auswirkungen dieser Maßnahmen auf bestehende und künftige Strombezugsverträge berücksichtigen.
- (29) Im Einklang mit der Richtlinie (EU) 2018/2001 müssen die Mitgliedstaaten die rechtlichen und administrativen Hindernisse für langfristige Strombezugsverträge über Strom aus erneuerbaren Energiequellen bewerten, unbegründete Hindernisse sowie unverhältnismäßige oder diskriminierende Verfahren oder Abgaben beseitigen und die Verbreitung solcher Verträge unterstützen. Darüber hinaus müssen die Mitgliedstaaten in ihren integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen Strategien und Maßnahmen beschreiben, die zur Verbreitung von Verträgen über den Bezug von erneuerbarem Strom beitragen sollen. Unbeschadet dieser Verpflichtung zur Berichterstattung über den sich auf den Markt für Strombezugsverträge auswirkenden Regelungsrahmen sollten die Mitgliedstaaten dafür sorgen, dass Instrumente zugänglich sind, mit denen Kunden, die von Marktzutrittsschranken auf dem Markt für Strombezugsverträge betroffen sind und sich nicht in finanziellen Schwierigkeiten befinden, finanzielle Risiken im Zusammenhang mit der Nichterfüllung der langfristigen Zahlungsverpflichtungen im Rahmen der Strombezugsverträge durch die Käufer mindern können. Die Mitgliedstaaten sollten beschließen können, eine Garantieregelung zu Marktpreisen einzuführen, wenn private Garantien nicht zugänglich oder nicht ausreichend zugänglich sind. Wenn ein Mitgliedstaat eine solche Garantieregelung einführt, sollte er darin Bestimmungen aufnehmen, die sicherstellen, dass eine Verminderung der Liquidität auf den Elektrizitätsmärkten vermieden wird, etwa durch Nutzung finanzieller Strombezugsverträge. Die Mitgliedstaaten könnten beschließen, die Aggregation der Nachfrage nach Strombezugsverträgen seitens der Kunden zu erleichtern, die einzeln mit Hindernissen für den Eintritt in den Markt für Strombezugsverträge konfrontiert sind, sollten aber gemeinsam den Erzeugern ein attraktives Angebot an Strombezugsverträgen unterbreiten können. Verträge über den Bezug von Strom sollten die Mitgliedstaaten nicht für den Bezug von Strom aus fossilen Brennstoffen fördern. Die Mitgliedstaaten sollten sich darauf beschränken können, ausschließlich Garantieregelungen zu unterstützen, die im Einklang mit ihren Dekarbonisierungsstrategien neue Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie fördern, insbesondere wenn der Markt für Strombezugsverträge über Strom aus erneuerbaren Energiequellen nicht ausreichend entwickelt ist. Obwohl zwischen den Verbrauchern grundsätzlich nicht diskriminiert werden sollte, könnten die Mitgliedstaaten beschließen, diese Instrumente unter Anwendung objektiver und diskriminierungsfreier Kriterien speziell auf bestimmte Verbraucherkategorien auszurichten. In diesem Zusammenhang sollten die Mitgliedstaaten für eine angemessene Koordinierung sorgen, auch zwischen den auf Unionsebene bereitgestellten Fazilitäten, etwa durch die Europäische Investitionsbank (EIB).
- (30) Den Mitgliedstaaten stehen bei der Gestaltung und Bereitstellung öffentlicher Unterstützung mehrere Instrumente zur Verfügung, um die Entwicklung der Märkte für Strombezugsverträge zu unterstützen. Es würde zur Entwicklung und zum Wachstum der Märkte für Strombezugsverträge beitragen, wenn Projektträger im Bereich der erneuerbaren Energien, die an einer Ausschreibung für öffentliche Unterstützung teilnehmen, einen Teil des erzeugten Stroms für den Verkauf im Rahmen eines Strombezugsvertrags reservieren können. Darüber hinaus sollten sich die Mitgliedstaaten bei der Bewertung dieser Angebote darum bemühen, Kriterien anzuwenden, mit denen für Akteure wie kleine und mittlere Unternehmen, die auf dem Markt für Strombezugsverträge von Marktzutrittsschranken betroffen sind, Anreize für den Zugang zum Markt für Strombezugsverträge geschaffen werden, indem etwa die Ausschreibungsteilnehmer den Vorzug erhalten, die einen unterzeichneten Strombezugsvertrag vorlegen oder sich verpflichten, für einen Teil des im Rahmen des Projekts erzeugten Stroms einen Strombezugsvertrag mit einem oder mehreren potenziellen Käufern zu unterzeichnen, die beim Zugang zum Markt für Strombezugsverträge Schwierigkeiten haben.
- (31) Um zur Transparenz und Entwicklung der Märkte für Strombezugsverträge auf Ebene der Union und der Mitgliedstaaten beizutragen, sollte ACER eine jährliche Bewertung dieser Märkte veröffentlichen, zu prüfen, ob freiwillige Muster für Strombezugsverträge ausgearbeitet und herausgegeben werden müssen, und diese auszuarbeiten, wenn bei der Prüfung festgestellt wird, dass dies erforderlich ist.
- (32) Die Mitgliedstaaten sollten ein besonderes Augenmerk auf grenzüberschreitende Strombezugsverträge legen und unbegründete, speziell mit diesen verbundene Hindernisse beseitigen, damit sie den Verbrauchern in Mitgliedstaaten mit begrenzter Kapazität diskriminierungsfreien Zugang zu in anderen Regionen erzeugtem Strom ermöglichen.

- (33) Kommt die Kommission auf der Grundlage der entsprechenden Bewertung zu dem Schluss, dass die Mitgliedstaaten Unterstützung bei der Beseitigung von Hindernissen auf den Märkten für Strombezugsverträge benötigen, so sollte sie spezifische Leitlinien erstellen können. Der Schwerpunkt dieser Leitlinien sollte auf der Beseitigung von Hindernissen liegen, die den Ausbau der Märkte für Strombezugsverträge, einschließlich grenzüberschreitender Strombezugsverträge, verhindern. Diese Hindernisse können zahlreiche Formen annehmen: von rechtlichen Hindernissen, insbesondere unverhältnismäßigen oder diskriminierenden Verfahren oder Gebühren, über die Rolle von Herkunftsnachweisen bis hin zur Behandlung von Strombezugsverträgen beim Zugang potenzieller Abnehmer zu Finanzierungslösungen.
- (34) In Verordnung (EU) 2018/1999 ist vorgesehen, dass der Finanzierungsmechanismus der Union für erneuerbare Energie als ein Instrument genutzt wird, um die Verwirklichung des verbindlichen Ziels der Union für Energie aus erneuerbaren Quellen bis 2030 zu erleichtern. Gemäß der Richtlinie (EU) 2018/2001 in der durch die Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates⁽²⁰⁾ geänderten Fassung müssen die Mitgliedstaaten gemeinsam anstreben, den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch der Union im Jahr 2030 über das verbindliche Ziel der Union von 42,5 % hinaus auf 45 % zu erhöhen. Daher sollte die Kommission bewerten, ob Maßnahmen auf Unionsebene dazu beitragen könnten, den zusätzlichen Anteil von 2,5 % Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch der Union zu erreichen und damit die nationalen Maßnahmen zu ergänzen. In diesem Zusammenhang sollte die Kommission die Möglichkeit prüfen, den Finanzierungsmechanismus der Union für erneuerbare Energie zu nutzen, um im Einklang mit dem einschlägigen Regelungsrahmen Auktionen für erneuerbare Energie auf Unionsebene zu organisieren.
- (35) Wenn Mitgliedstaaten beschließen, öffentlich finanzierte Investitionen in neue Anlagen zur Erzeugung von Energie aus CO₂-armen, nichtfossilen Brennstoffen mit direkten Preisstützungssystemen zu fördern, um die Dekarbonisierungsziele der Union zu erreichen, sollten diese Systeme die Form zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme mit denselben Auswirkungen haben, bei denen neben einer Einnahmengarantie auch eine Obergrenze für die Markteinnahmen der betreffenden Erzeugungsanlagen festgelegt wird. Während die Verpflichtung gemäß dieser Verordnung nur für die Förderung von Investitionen in neue Stromerzeugungsanlagen gelten sollte, sollten die Mitgliedstaaten beschließen können, Förderregelungen in Form zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme mit denselben Auswirkungen auch für neue Investitionen bereitzustellen, die auf ein erhebliches Repowering bestehender Stromerzeugungsanlagen, eine erhebliche Erhöhung ihrer Kapazität oder eine erhebliche Verlängerung der Lebensdauer solcher Anlagen abzielen.
- (36) Zur Gewährleistung von Rechtssicherheit und Berechenbarkeit sollte die Verpflichtung, die direkten Preisstützungssysteme in Form zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme mit denselben Auswirkungen zu gestalten, nur für Verträge im Rahmen direkter Preisstützungssysteme für Investitionen in neue Stromerzeugungsanlagen gelten, die ab dem 17. Juli 2027 geschlossen werden. Für Offshore-Anlagen zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen, die mit Offshore-Hybridprojekten verbunden sind, die wiederum an zwei oder mehr Gebotszonen angebunden sind, sollte der Übergangszeitraum aufgrund der Komplexität solcher Projekte fünf Jahre betragen.
- (37) Die Teilnahme von Marktteilnehmern an direkten Preisstützungssystemen in Form zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme mit denselben Auswirkungen sollte freiwillig sein.
- (38) Die Verpflichtung zur Verwendung zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme mit denselben Auswirkungen gilt unbeschadet von Artikel 6 Absatz 1 der Richtlinie (EU) 2018/2001.
- (39) Durch die Richtlinie (EU) 2024/1711 des Europäischen Parlaments und des Rates⁽²¹⁾ wird zwar Artikel 4 Absatz 3 Unterabsatz 2 der Richtlinie (EU) 2018/2001 geändert, die anderen Bestimmungen von Artikel 4 der Richtlinie (EU) 2018/2001, in dem die Gestaltungsgrundsätze für Förderregelungen für Energie aus erneuerbaren Quellen festgelegt sind, gelten jedoch weiterhin.
- (40) Zweiseitige Differenzverträge oder gleichwertige Systeme mit denselben Auswirkungen würden sicherstellen, dass Erzeugereinnahmen, die auf öffentlich geförderte neue Investitionen in die Stromerzeugung zurückgehen, unabhängiger von den schwankenden Preisen für Strom aus fossilen Brennstoffen werden, die in der Regel den Preis auf dem Day-Ahead-Markt vorgeben.
- (41) Die in dieser Verordnung niedergelegten Gestaltungsgrundsätze sollten für direkte Preisstützungssysteme in Form zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme mit denselben Auswirkungen gelten. Bei der Bewertung solcher zweiseitigen Differenzverträge oder gleichwertigen Systeme mit denselben Auswirkungen nach den

⁽²⁰⁾ Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates (ABl. L, 2023/2413 vom 31.10.2023, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj>).

⁽²¹⁾ Richtlinie (EU) 2024/1711 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 zur Verbesserung der Gestaltung der Elektrizitätsmärkte in der Union (ABl. L, 2024/1711, 26.6.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2024/1711/oj>).

Vorschriften über staatliche Beihilfen sollte die Kommission prüfen, ob das Unionsrecht, das untrennbar mit den Vorschriften über staatliche Beihilfen verbunden ist, wie etwa die in dieser Verordnung festgelegten Gestaltungsgrundsätze für zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme mit denselben Auswirkungen, bei diesen Verträgen oder Systemen eingehalten wird. Bei der Gestaltung dieser zweiseitigen Differenzverträge oder gleichwertigen Systeme mit denselben Auswirkungen sollten die Anreize dafür aufrechterhalten werden, dass Stromerzeugungsanlagen für einen effizienten Betrieb und eine effiziente Teilnahme am Strommarkt sorgen, um insbesondere die Marktbedingungen widerzuspiegeln. Bei ihrer Bewertung sollte die Kommission sicherstellen, dass die Gestaltung zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme mit denselben Auswirkungen nicht zu Wettbewerbs- und Handelsverzerrungen auf dem Binnenmarkt führt. Die Kommission sollte insbesondere sicherstellen, dass die Verteilung von Einnahmen an Unternehmen die Wettbewerbsbedingungen im Binnenmarkt nicht verzerrt, insbesondere wenn kein wettbewerbliches Angebotsverfahren durchgeführt werden kann. Zweiseitige Differenzverträge oder gleichwertige Systeme mit denselben Auswirkungen könnten unterschiedliche Laufzeiten aufweisen und unter anderem auf Einspeisung basierende Differenzverträge mit einem oder mehreren Ausübungspreisen, einem Mindestpreis, oder Kapazitäten oder Richtwert-Differenzverträge umfassen. Die Verpflichtung zur Verwendung zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme mit denselben Auswirkungen gilt nicht für Förderregelungen, die nicht direkt mit der Stromerzeugung in Verbindung stehen, beispielsweise die Energiespeicherung, und die keine direkte Preisstützung anwenden, wozu Investitionsbeihilfen in Form von vorab gewährten Zuschüssen, steuerlichen Maßnahmen oder grünen Zertifikaten zählen. Um die Gegenparteien dazu anzureizen, ihren vertraglichen Verpflichtungen nachkommen, sollten zweiseitige Differenzverträge oder gleichwertige Systeme mit denselben Auswirkungen Klauseln über Vertragsstrafen enthalten, die bei einer einseitigen vorzeitigen Beendigung des Vertrags anwendbar sind.

- (42) Soweit jedoch mögliche direkte Preisstützungssysteme der Mitgliedstaaten im Bereich der erneuerbaren Energien auf zweiseitige Differenzverträge oder gleichwertige Systeme mit denselben Auswirkungen beschränkt sind, sollte dies auf CO₂-arme Technologien für die Nutzung nichtfossiler Brennstoffe mit niedrigen und stabilen Betriebskosten sowie auf Technologien beschränkt bleiben, die dem Stromsystem in der Regel keine Flexibilität ermöglichen, wobei Technologien, die sich in einem frühen Stadium ihrer Markteinführung befinden, ausgeschlossen sind. Dies ist notwendig, um zu gewährleisten, dass die wirtschaftliche Tragfähigkeit von Erzeugungstechnologien mit hohen Grenzkosten nicht gefährdet wird, und um für Technologien, die dem Stromsystem Flexibilität ermöglichen, weiterhin den Anreiz zu bieten, den mit ihnen erzeugten Strom auf dem Elektrizitätsmarkt auf der Grundlage ihrer Opportunitätskosten anzubieten. Darüber hinaus sollte die Beschränkung, direkte Preisstützungssysteme in Form zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme mit denselben Auswirkungen festzulegen, nicht für neu aufkommende Technologien gelten, für deren Einführung möglicherweise andere Arten direkter Preisstützungssysteme bessere Anreize schaffen könnten. Die Beschränkung sollte die mögliche Ausnahme für Kleinanlagen für erneuerbare Energien und Demonstrationsvorhaben gemäß der Richtlinie (EU) 2018/2001 unberührt lassen und den Besonderheiten von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften gemäß jener Richtlinie Rechnung tragen. Angesichts der Notwendigkeit, Rechtssicherheit für die Erzeuger zu schaffen, sollte die Verpflichtung der Mitgliedstaaten, direkte Preisstützungssysteme für die Stromerzeugung in Form zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme mit denselben Auswirkungen anzuwenden, nur für Investitionen in neue Stromerzeugungsanlagen gelten, die in diesem Erwägungsgrund bestimmten Technologien einsetzen.
- (43) Aufgrund der Obergrenze für die Markteinnahmen sollten direkte Preisstützungssysteme in Form zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme mit denselben Auswirkungen in Zeiten hoher Energiepreise eine zusätzliche Einnahmequelle für die Mitgliedstaaten sein. Um die Auswirkungen hoher Strompreise auf die Energiekosten der Verbraucher weiter abzumildern, sollten die Mitgliedstaaten dafür sorgen, dass jegliche von den Erzeugern erzielten Einnahmen, die direkten Preisstützungssystemen in Form zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme mit denselben Auswirkungen unterliegen, oder der entsprechende finanzielle Gegenwert dieser Einnahmen an Endkunden, darunter Haushaltskunden, kleine und mittlere Unternehmen sowie energieintensive Unternehmen, weitergegeben werden. Bei der Verteilung der Einnahmen an die Haushaltskunden sollten die Mitgliedstaaten insbesondere schutzbedürftige Kunden und von Energiearmut betroffene Kunden unterstützen können. Angesichts der umfassenderen Vorteile für Stromkunden, die sich aus Investitionen in erneuerbare Energie, Energieeffizienz und die Nutzung CO₂-armer Energie ergeben, sollten die Mitgliedstaaten ferner in der Lage sein, die Einnahmen aus zweiseitigen Differenzverträgen oder gleichwertigen Systeme mit denselben Auswirkungen oder den entsprechenden finanziellen Gegenwert dieser Einnahmen zu verwenden, um Investitionen zur Senkung der Stromkosten der Endkunden zu finanzieren, auch in Bezug auf spezifische Wirtschaftstätigkeiten wie Investitionen in den Ausbau des Verteilernetzes, Energie aus erneuerbaren Quellen und Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge. Ferner sollten die Mitgliedstaaten solche Einnahmen oder den entsprechenden finanziellen Gegenwert dieser Einnahmen verwenden können, um die Kosten der direkten Preisstützungssysteme zu finanzieren. Die Umverteilung der Einnahmen sollte so erfolgen, dass die Kunden nach wie vor in gewissem Ausmaß dem Preissignal ausgesetzt sind, sodass sie ihren Verbrauch verringern, wenn die Preise hoch sind, bzw. ihn in Zeiträume mit niedrigeren Preisen verlagern, bei denen es sich in der Regel um Zeiträume handelt, in denen der Anteil des aus erneuerbaren Quellen erzeugten Stroms höher ist. Insbesondere sollten die Mitgliedstaaten den Verbrauch außerhalb der Lastspitzenzeiten berücksichtigen können, um die Anreize für Flexibilität zu erhalten. Die Mitgliedstaaten sollten sicherstellen, dass die gleichen Wettbewerbsbedingungen und der Wettbewerb zwischen den verschiedenen Versorgern durch die Umverteilung der Einnahmen an die Stromendverbraucher nicht beeinträchtigt werden. Diese Grundsätze sollten für Einnahmen aus Verträgen im Rahmen direkter Preisstützungssysteme, die vor dem

Geltungsbeginn der Verpflichtung zur Verwendung zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme mit denselben Auswirkungen geschlossen wurden, nicht verbindlich gelten. Die Mitgliedstaaten haben die Möglichkeit, die Einnahmen aus zweiseitigen Differenzverträgen oder aus gleichwertigen Systemen mit denselben Auswirkungen zu verteilen, ohne dass diese Verteilung eine Regulierung der Verbraucherpreise gemäß Artikel 5 der Richtlinie (EU) 2019/944 darstellt.

- (44) Darüber hinaus sollten die Mitgliedstaaten dafür sorgen, dass die direkten Preisstützungssysteme oder die gleichwertigen Systeme mit denselben Auswirkungen unabhängig von ihrer Form eine effiziente, wettbewerbsorientierte und liquide Funktionsweise der Elektrizitätsmärkte nicht untergraben und Anreize dafür erhalten bleiben, dass die Erzeuger auf Marktsignale reagieren und beispielsweise die Erzeugung einstellen, wenn die Strompreise unter ihren Betriebskosten liegen, und dass die Endkunden den Verbrauch verringern, wenn die Strompreise hoch sind. Die Mitgliedstaaten sollten gewährleisten, dass Förderregelungen kein Hindernis für die Entwicklung kommerzieller Verträge, z. B. von Strombezugsverträgen, darstellen.
- (45) Zweiseitige Differenzverträge oder gleichwertige Systeme mit denselben Auswirkungen und Strombezugsverträge sind somit einander ergänzende Instrumente, die dazu beitragen, dass die Energiewende vorankommt und die Verbraucher von den Vorteilen der erneuerbaren Energie und der CO₂-armen Energie profitieren. Vorbehaltlich der in dieser Verordnung eingeführten Anforderungen sollte es den Mitgliedstaaten freistehen zu entscheiden, welche Instrumente sie zur Verwirklichung ihrer Dekarbonisierungsziele einsetzen. Im Rahmen von Strombezugsverträgen tragen private Investoren zur zusätzlichen Nutzung erneuerbarer Energie und CO₂-armer Energie bei, während gleichzeitig niedrige und stabile Strompreise langfristig festgeschrieben werden. Dasselbe Ziel erreichen öffentliche Einrichtungen im Interesse der Verbraucher mit zweiseitigen Differenzverträgen oder gleichwertigen Systemen mit denselben Auswirkungen. Beide Instrumente sind notwendig, um durch Nutzung erneuerbarer Energie und CO₂-armer Energie die Dekarbonisierungsziele der Union zu erreichen und gleichzeitig die Verbraucher von den Vorteilen einer kostengünstigen Stromerzeugung profitieren zu lassen.
- (46) Für den beschleunigten Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen bedarf es weiterer verfügbarer Flexibilitätslösungen, damit die Integration der erneuerbaren Energie in das Netz sichergestellt wird und sich das Stromsystem und das Stromnetz an die Variabilität der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs über verschiedene Zeithorizonte hinweg anpassen können. Zur Förderung nichtfossiler Flexibilität sollte die Regulierungsbehörde oder eine andere von einem Mitgliedstaat benannte Behörde oder Stelle auf der Grundlage der Angaben der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber und einer gemeinsamen europäischen Methode, die Gegenstand einer öffentlichen Konsultation und einer Genehmigung von ACER ist, regelmäßig den nationalen Flexibilitätsbedarf im Stromsystem prüfen. Im Hinblick auf die Dekarbonisierung des Energiesystems sollten bei der Prüfung des Flexibilitätsbedarfs des Stromsystems alle bestehenden und geplanten Investitionen, einschließlich bestehender Anlagen, die noch nicht an das Netz angeschlossen sind, im Hinblick auf Flexibilitätsquellen wie flexible Stromerzeugung, Verbindungsleitungen, Laststeuerung, Energiespeicherung oder die Erzeugung erneuerbarer Brennstoffe berücksichtigt werden. ACER sollte die nationalen Berichte regelmäßig bewerten und auf Unionsebene einen Bericht mit Empfehlungen zu Fragen von grenzüberschreitender Bedeutung erstellen. Auf der Grundlage der nationalen Berichte über den Flexibilitätsbedarf sollten die Mitgliedstaaten ein indikatives nationales Ziel für nichtfossile Flexibilität, einschließlich der jeweiligen spezifischen Beiträge sowohl der Laststeuerung als auch der Energiespeicherung zu diesem Ziel, festlegen, das sich im Einklang mit der Verordnung (EU) 2018/1999 auch in ihren integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen widerspiegeln sollte. Vor dem Hintergrund dieser Pläne sollte die Kommission in der Lage sein, eine Flexibilitätsstrategie der Union mit besonderem Schwerpunkt auf der Laststeuerung und der Energiespeicherung auszuarbeiten, die mit den energie- und klimapolitischen Vorgaben für 2030 und dem Ziel der Klimaneutralität bis 2050 in Einklang steht. Der Kommission sollte möglich sein, dieser Strategie der Union einen Gesetzgebungsvorschlag beizufügen.
- (47) Um das indikative nationale Ziel für nichtfossile Flexibilität, einschließlich der jeweiligen spezifischen Beiträge der Laststeuerung und der Energiespeicherung, zu erreichen und wenn der Flexibilitätsbedarf nicht durch die Beseitigung von Markthindernissen und bestehende Investitionen gedeckt wird, sollten die Mitgliedstaaten Förderregelungen für nichtfossile Flexibilität in Form von Zahlungen für die verfügbare Kapazität nichtfossiler Flexibilität anwenden können. Darüber hinaus sollten Mitgliedstaaten, die bereits einen Kapazitätsmechanismus anwenden, in Erwägung ziehen, die Beteiligung nichtfossiler Flexibilität wie Laststeuerung und Energiespeicherung zu fördern, indem sie unbeschadet der Anwendung des Artikels 22 der Verordnung (EU) 2019/943 Kriterien oder Merkmale neu gestalten. Mitgliedstaaten, die bereits einen Kapazitätsmechanismus anwenden, sollten ferner in der Lage sein, Förderregelungen für nichtfossile Flexibilität anzuwenden, wenn diese Regelungen erforderlich sind, um das indikative nationale Ziel für nichtfossile Flexibilität zu erreichen, insbesondere bei der Anpassung ihrer Kapazitätsmechanismen, um die Beteiligung nichtfossiler Flexibilität wie Laststeuerung und Energiespeicherung weiter zu fördern. Diese Regelungen sollten neue Investitionen in nichtfossile Flexibilität umfassen, einschließlich Investitionen in bestehende Anlagen und Investitionen, die auf die Weiterentwicklung der Flexibilität bei der Laststeuerung abzielen.
- (48) Zur Unterstützung der Umweltschutzziele sollte der CO₂-Emissionsgrenzwert gemäß Artikel 22 Absatz 4 der Verordnung (EU) 2019/943 als Obergrenze gelten. Die Mitgliedstaaten könnten daher in voller Übereinstimmung mit der Mitteilung der Kommission vom 18. Februar 2022 mit dem Titel „Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen“, mit denen die Mitgliedstaaten dazu angehalten werden, in Kapazitätsmecha-

nismen umweltfreundliche Kriterien aufzunehmen, technische Leistungsstandards und CO₂-Emissionsgrenzwerte festlegen, mit denen die Beteiligung an Kapazitätsmechanismen auf flexible, nichtfossile Technologien beschränkt wird.

- (49) Da unkoordinierte Kapazitätsmechanismen erhebliche Auswirkungen auf den Elektrizitätsbinnenmarkt haben können, wurde mit dem Paket „Saubere Energie“ ein umfassender Rahmen geschaffen, um den Bedarf besser zu bewerten und die Gestaltung der Kapazitätsmechanismen zu verbessern. Ungeachtet der Notwendigkeit, Wettbewerbs- und Handelsverzerrungen auf dem Binnenmarkt zu begrenzen, können Kapazitätsmechanismen zusammen mit einem angemessenen Regelungsrahmen eine wichtige Rolle dabei spielen, die Angemessenheit der Ressourcen sicherzustellen, insbesondere während des Übergangs zu einem CO₂-freien System und für unzureichend vernetzte Energiesysteme. Daher sollten Kapazitätsmechanismen zwar nicht mehr als letztes Mittel betrachtet werden, doch sollten ihre Erforderlichkeit und ihre Gestaltung vor dem Hintergrund des sich wandelnden Regelungsrahmens und sich verändernder Marktbedingungen regelmäßig bewertet werden. Das Verfahren zur Annahme der Kapazitätsmechanismen hat sich jedoch als komplex erwiesen. Um etwaige Möglichkeiten zur Straffung und Vereinfachung des Verfahrens für die Anwendung eines Kapazitätsmechanismus zu berücksichtigen und sicherzustellen, dass Bedenken bezüglich der Angemessenheit durch die Mitgliedstaaten zeitnah in Angriff genommen werden können und gleichzeitig die erforderliche Kontrolle zur Verhinderung von Schaden für den Binnenmarkt vorgesehen werden, sollte die Kommission bis zum 17. Januar 2025 einen detaillierten Bericht vorlegen, in dem diese Möglichkeiten bewertet werden. Die Kommission sollte ACER in diesem Zusammenhang auffordern, die Methoden für die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene im Einklang mit dem entsprechenden Verfahren zu ändern. Nach Abstimmung mit den Mitgliedstaaten sollte die Kommission bis zum 17. April 2025 gegebenenfalls Vorschläge zur Vereinfachung des Verfahrens zur Bewertung von Kapazitätsmechanismen unterbreiten.
- (50) Beim Anschluss neuer Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen an das Netz, insbesondere von Anlagen für erneuerbare Energien, kommt es häufig zu Verzögerungen bei den Verfahren für den Netzanschluss. Einer der Gründe für solche Verzögerungen ist der Mangel an verfügbarer Netzkapazität an dem vom Investor gewählten Standort, was bedeutet, dass das Netz erweitert oder ausgebaut werden muss, um die Anlagen auf sichere Weise an das System anzuschließen. Eine neue Anforderung an die Stromnetzbetreiber, sowohl auf Übertragungs- als auch auf Verteilernetzebene, Informationen über die in ihren Tätigkeitsbereichen verfügbare Kapazität für neue Anschlüsse zu veröffentlichen und zu aktualisieren, würde Investoren den Zugang zu Informationen über die Verfügbarkeit der Netzkapazität innerhalb des Systems erleichtern und so zu einer rascheren Entscheidungsfindung führen, was wiederum den erforderlichen Ausbau erneuerbarer Energien beschleunigen würde. Diese Informationen sollten von den Übertragungsnetzbetreibern regelmäßig, mindestens jeden Monat, aktualisiert werden. Ferner sollten Übertragungsnetzbetreiber die Kriterien veröffentlichen, die sie zur Bestimmung der verfügbaren Netzkapazitäten verwenden, wie die bestehenden Laststeuerungs- und Erzeugungskapazitäten, die Annahmen für die Bewertung einer möglichen weiteren Integration zusätzlicher Netznutzer, die einschlägigen Informationen über mögliche Einschränkungen bei Energie und die Erwartung in Bezug auf künftige relevante Netzentwicklungen.
- (51) Zur Bewältigung des Problems der langen Antwortzeiten auf Netzanschlussanträge sollten die Übertragungsnetzbetreiber den Netznutzern außerdem klare und transparente Informationen über den Stand und die Bearbeitung ihrer Anschlussanträge zur Verfügung stellen. Die Übertragungsnetzbetreiber sollten diese Informationen innerhalb von drei Monaten ab der Antragstellung bereitstellen und sollten sie regelmäßig, mindestens vierteljährlich, aktualisieren.
- (52) Da Estland, Lettland und Litauen noch nicht mit dem Stromsystem der Union synchronisiert sind, stehen sie bei der Organisation von Regelleistungsmärkten und der marktbasierter Beschaffung von Systemdienstleistungen vor sehr spezifischen Herausforderungen. Wenngleich die Synchronisierung voranschreitet, ist die Verfügbarkeit ausreichender Regelleistungsreserven für die Frequenzregulierung eine der wesentlichen Voraussetzungen für einen stabilen synchronen Netzbetrieb. Da die baltischen Staaten jedoch bei der Frequenzverwaltung vom russischen Synchrongebiet abhängig sind, waren sie noch nicht in der Lage, einen eigenen funktionierenden Regelleistungsmarkt zu entwickeln. Der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine hat das Risiko für die Versorgungssicherheit aufgrund des Fehlens eigener Regelleistungsmärkte erheblich erhöht. Daher tragen die Anforderungen des Artikels 6 Absätze 9, 10 und 11 der Verordnung (EU) 2019/943 und des Artikels 41 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission⁽²²⁾, die für die Anwendung auf bestehende Regelleistungsmärkte konzipiert sind, der Situation in Estland, Lettland und Litauen noch nicht Rechnung, zumal die Entwicklung eines Regelleistungsmarkts Zeit und neue Investitionen in Regelleistung erfordert. Estland, Lettland und Litauen sollten daher abweichend von diesen Anforderungen berechtigt sein, für einen Übergangszeitraum längerfristige Finanzkontrakte zur Beschaffung von Regelleistung zu schließen.
- (53) Die Übergangszeiträume für Estland, Lettland und Litauen sollten so bald wie möglich nach der Synchronisierung auslaufen und für die Entwicklung der geeigneten Marktinstrumente genutzt werden, die kurzfristige Regelleistungsreserven und andere unverzichtbare Systemdienstleistungen bieten, und sollten auf die für diesen Vorgang erforderliche Zeit begrenzt sein.

⁽²²⁾ 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).

- (54) Die baltischen Staaten sollen mit dem Synchrongebiet Kontinentaleuropa durch eine Doppelleitung synchronisiert werden, die Polen und Litauen verbindet. Nach der Synchronisierung muss die Kapazität dieser Leitung zu einem großen Teil als Sicherheitsreserve für den Fall eines unerwarteten Ausfalls im baltischen System und daraus resultierender unbeabsichtigter Abweichungen reserviert werden. Die Übertragungsnetzbetreiber sollten weiterhin die maximale Kapazität für den grenzüberschreitenden Handel anbieten, wobei die Betriebssicherheitsgrenzwerte einzuhalten sind und mögliche Ausfallvarianten in den polnischen und litauischen Netzen zu berücksichtigen sind, einschließlich solcher, die sich aus Ausfällen von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen oder der Abtrennung der baltischen Staaten vom Synchrongebiet Kontinentaleuropa ergeben. Die spezifische Situation dieser Verbindungsleitung sollte bei der Berechnung der Gesamtkapazität und der Ausfallvarianten gemäß Artikel 16 Absatz 8 der Verordnung (EU) 2019/943 berücksichtigt werden.
- (55) Kapazitätsmechanismen sollten für die Teilnahme aller Ressourcen offenstehen, die die erforderliche technische Leistung erbringen können, unter anderem auch Gaskraftwerke, sofern sie den Emissionsgrenzwert gemäß Artikel 22 Absatz 4 der Verordnung (EU) 2019/943 und etwaige nationale Schwellenwerte für Emissionen oder andere objektive Umweltkriterien einhalten, die die Mitgliedstaaten möglicherweise anwenden wollen, um die Abkehr von fossilen Brennstoffen zu beschleunigen.
- (56) Zur Unterstützung der Umweltschutzziele sind in Artikel 22 Absatz 4 der Verordnung (EU) 2019/943 Anforderungen an die CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kapazitätsmechanismen festgelegt. Mitgliedstaaten, die Kapazitätsmechanismen anwenden, die vor dem 4. Juli 2019 genehmigt wurden, sollten jedoch während des Übergangs zu einem CO₂-freien System und unmittelbar nach der Energiekrise ausnahmsweise und als letztes Mittel für einen begrenzten Zeitraum von diesen CO₂-Emissionsgrenzwerten abweichen können. Eine solche Freistellung sollte jedoch auf bestehende Erzeugungskapazitäten beschränkt sein, die die kommerzielle Erzeugung vor dem 4. Juli 2019, nämlich vor dem Tag des Inkrafttretens der Verordnung (EU) 2019/943, aufgenommen haben. Dem Antrag auf Anwendung einer Freistellung sollte ein Bericht des betreffenden Mitgliedstaats beigefügt werden, in dem die Auswirkungen der Freistellung auf die Treibhausgasemissionen und die Energiewende bewertet werden. Dieser Bericht sollte auch einen Plan mit Etappenzielen für die Abkehr von der Teilnahme von Erzeugungskapazitäten, die die CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kapazitätsmechanismen nicht einhalten, umfassen. Nach Gewährung der Anwendung einer Freistellung sollte es den Mitgliedstaaten gestattet sein, Beschaffungsverfahren durchzuführen, die nach wie vor sämtlichen Anforderungen des Kapitels IV der Verordnung (EU) 2019/943 mit Ausnahme der Anforderungen in Bezug auf die CO₂-Emissionsgrenzwerte genügen müssen. Die Beschaffung von Erzeugungskapazitäten, die die CO₂-Emissionsgrenzwerte nicht einhalten, sollte auf ein Jahr und auf einen Lieferzeitraum, der die Dauer der Freistellung nicht überschreitet, beschränkt werden. Dem zusätzlichen Beschaffungsverfahren, das für die Teilnahme von Erzeugungskapazitäten, die die CO₂-Emissionsgrenzwerte nicht einhalten, offensteht, sollte ein Beschaffungsverfahren vorausgehen, das darauf abzielt, die Teilnahme von Kapazitäten, die die CO₂-Emissionsgrenzwerte einhalten, zu maximieren, auch indem ein ausreichend hoher Anstieg der Kapazitätspreise zugelassen wird, um Anreize für Investitionen in solche Kapazitäten zu schaffen.
- (57) Die Kommission sollte diese Verordnung überprüfen, um die Resilienz des Elektrizitätsmarktdesigns in Krisenzeiten und deren Fähigkeit zu gewährleisten, die Dekarbonisierungsziele der Union zu unterstützen, die Marktintegration weiter zu verbessern und die erforderlichen Infrastrukturinvestitionen sowie die Entwicklung eines Markts für Strombezugsverträge zu fördern. Auf der Grundlage dieser Überprüfung sollte die Kommission dem Europäischen Parlament und dem Rat einen umfassenden Bericht sowie gegebenenfalls einen Gesetzgebungsvorschlag unterbreiten. In diesem Bericht sollte die Kommission insbesondere die Wirksamkeit der derzeitigen Struktur und Funktionsweise der Kurzfriststrommärkte und deren potenziellen Effizienzmängel, mögliche Abhilfemaßnahmen und Instrumente, die in Krisen- oder Notfallsituationen anzuwenden sind, und die Eignung des derzeitigen Rechts- und Finanzierungsrahmens der Union für Verteilernetze bewerten. Ferner sollte in diesem Bericht auf die Fähigkeit, die Ziele der Union in Bezug auf Energie aus erneuerbaren Quellen und den Energiebinnenmarkt zu verwirklichen, und das Potenzial und die Tragfähigkeit der Einrichtung einer oder mehrerer Marktplattformen der Union für Strombezugsverträge eingegangen werden.
- (58) Soweit es sich bei einer der in der vorliegenden Verordnung vorgesehenen Maßnahmen um eine staatliche Beihilfe handelt, gelten die Bestimmungen über solche Maßnahmen unbeschadet der Anwendung der Artikel 107 und 108 AEUV. Die Kommission ist für die Beurteilung der Vereinbarkeit staatlicher Beihilfen mit dem Binnenmarkt zuständig.
- (59) Die in der vorliegenden Verordnung vorgesehenen Maßnahmen lassen die Anwendung der Verordnungen (EU) 2016/1011⁽²³⁾ und (EU) Nr. 648/2012⁽²⁴⁾ des Europäischen Parlaments und des Rates und der Richtlinie 2014/65/EU des Europäischen Parlaments und des Rates⁽²⁵⁾ unberührt.

⁽²³⁾ Verordnung (EU) 2016/1011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 8. Juni 2016 über Indizes, die bei Finanzinstrumenten und Finanzkontrakten als Referenzwert oder zur Messung der Wertentwicklung eines Investmentfonds verwendet werden, und zur Änderung der Richtlinien 2008/48/EG und 2014/17/EU sowie der Verordnung (EU) Nr. 596/2014 (ABl. L 171 vom 29.6.2016, S. 1).

⁽²⁴⁾ Verordnung (EU) Nr. 648/2012 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 4. Juli 2012 über OTC-Derivate, zentrale Gegenparteien und Transaktionsregister (ABl. L 201 vom 27.7.2012, S. 1).

⁽²⁵⁾ Richtlinie 2014/65/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 15. Mai 2014 über Märkte für Finanzinstrumente sowie zur Änderung der Richtlinien 2002/92/EG und 2011/61/EU (ABl. L 173 vom 12.6.2014, S. 349).

- (60) Die Verordnungen (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 sollten daher entsprechend geändert werden.
- (61) Da das Ziel dieser Verordnung, nämlich die Verbesserung des Designs des integrierten Elektrizitätsmarkts, insbesondere die Verhinderung übermäßig hoher Strompreise, von den Mitgliedstaaten nicht ausreichend verwirklicht werden kann, sondern vielmehr 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 —

HABEN FOLGENDE VERORDNUNG ERLASSEN:

Artikel 1

Änderungen der Verordnung (EU) 2019/942

Die Verordnung (EU) 2019/942 wird wie folgt geändert:

1. Artikel 2 wird wie folgt geändert:

a) Der folgende Buchstabe wird eingefügt:

„aa) gibt an die gemäß der Verordnung (EU) 2016/1719 der Kommission (*) eingerichtete zentrale Vergabeplattform Stellungnahmen und Empfehlungen ab;

(*) 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).“

b) Buchstabe d erhält folgende Fassung:

„d) trifft Einzelentscheidungen über die Bereitstellung von Informationen gemäß Artikel 3 Absatz 2, Artikel 7 Absatz 2 Buchstabe b und Artikel 8 Buchstabe c; über die Genehmigung der Methoden, Modalitäten und Bedingungen gemäß Artikel 4 Absatz 4 und Artikel 5 Absätze 2, 3 und 4; die Überprüfung der Gebotszonen gemäß Artikel 5 Absatz 7; technische Fragen gemäß Artikel 6 Absatz 1; die Schlichtung zwischen Regulierungsbehörden gemäß Artikel 6 Absatz 10; im Zusammenhang mit regionalen Koordinierungszentren gemäß Artikel 7 Absatz 2 Buchstabe a; die Genehmigung und Änderung der Methoden und Berechnungen und technischen Spezifikationen gemäß Artikel 9 Absatz 1; die Genehmigung und Änderung der Methoden gemäß Artikel 9 Absatz 3; Ausnahmen gemäß Artikel 10; Infrastruktur gemäß Artikel 11 Buchstabe d; Angelegenheiten im Zusammenhang mit der Integrität und Transparenz des Großhandelsmarkts gemäß Artikel 12 und zur Genehmigung und Änderung des gemeinsamen Vorschlags von ENTSO (Strom) und der EU-VNBO in Bezug auf die Art und das Format der Daten und die Methode hinsichtlich der Analyse, die in Bezug auf den Flexibilitätsbedarf gemäß Artikel 5 Absatz 9 bereitzustellen ist.“

2. In Artikel 3 Absatz 2 wird folgender Unterabsatz angefügt:

„Dieser Absatz gilt auch für die gemäß der Verordnung (EU) 2016/1719 eingerichtete zentrale Vergabeplattform.“

3. In Artikel 4 wird folgender Absatz angefügt:

„(9) Die Absätze 6, 7 und 8 dieses Artikels gelten auch für die gemäß der Verordnung (EU) 2016/1719 eingerichtete zentrale Vergabeplattform.“

4. Artikel 5 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 8 wird folgender Unterabsatz angefügt:

„ACER überwacht die gemäß der Verordnung (EU) 2016/1719 eingerichtete zentrale Vergabeplattform.“

b) Folgender Absatz wird angefügt:

„(9) ACER genehmigt und ändert erforderlichenfalls den gemeinsamen Vorschlag von ENTSO (Strom) und der EU-VNBO für Art und Format der Daten und die Methode hinsichtlich der Analyse, die in Bezug auf den Flexibilitätsbedarf gemäß Artikel 19e Absatz 6 der Verordnung (EU) 2019/943 bereitzustellen ist.“

5. Artikel 6 Absatz 9 erhält folgende Fassung:

„(9) ACER legt der betreffenden Regulierungsbehörde und der Kommission nach Maßgabe von Artikel 8 Absatz 1b und Artikel 16 Absatz 3 der Verordnung (EU) 2019/943 Stellungnahmen vor.“

6. Artikel 15 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 4 wird folgender Unterabsatz angefügt:

„ACER erstellt im Anschluss an die Bewertung gemäß Artikel 7a Absatz 7 der Verordnung (EU) 2019/943 einen Bericht über die Auswirkungen der Verwendung von Produkten zur Lastspitzenreduktion auf dem Elektrizitätsmarkt der Union während einer Krise und im Anschluss an die Bewertung gemäß Artikel 7a Absatz 8 der genannten Verordnung einen Bericht über die Auswirkungen der Entwicklung von Produkten zur Lastspitzenreduktion auf dem Elektrizitätsmarkt der Union unter normalen Marktbedingungen.“

b) Folgender Absatz wird angefügt:

„(5) ACER erstellt gemäß Artikel 19e Absatz 7 der Verordnung (EU) 2019/943 einen Bericht, in dem sie die nationalen Berichte über den geschätzten Flexibilitätsbedarfs analysiert und gibt in Bezug auf die Feststellungen der Regulierungsbehörde oder einer anderen von einem Mitgliedstaat benannten Behörde oder Stelle Empfehlungen zu Fragen von grenzüberschreitender Relevanz ab.“

Artikel 2

Änderung der Verordnung (EU) 2019/943

Die Verordnung (EU) 2019/943 wird wie folgt geändert:

1. Artikel 1 wird wie folgt geändert:

a) Die Buchstaben a und b erhalten folgende Fassung:

„a) die Festlegung der Grundlagen für eine effiziente Verwirklichung der Ziele der Energieunion und des Ziels der Klimaneutralität bis spätestens 2050, insbesondere des Rahmens für die Klima- und Energiepolitik bis 2030, durch das Aussenden von Marktsignalen für größere Effizienz und einen höheren Anteil erneuerbarer Energie sowie für Versorgungssicherheit, Flexibilität, Systemintegration durch die Einbeziehung verschiedener Energieträger, Nachhaltigkeit, Dekarbonisierung und Innovation;

b) die Festlegung von Grundsätzen für gut funktionierende, integrierte Elektrizitätsmärkte, die allen Ressourcenanbietern und Stromkunden einen diskriminierungsfreien Marktzugang bieten, die Entwicklung von Stromterminmärkten ermöglichen, damit sich die Versorger und Verbraucher gegen das Risiko künftiger Schwankungen der Strompreise absichern oder vor diesem Risiko schützen können, und die die Position der Verbraucher stärken und diese schützen, Wettbewerbsfähigkeit auf dem Weltmarkt sicherstellen, die Versorgungssicherheit und Flexibilität durch Laststeuerung, Energiespeicherung und andere Lösungen für nichtfossile Flexibilität erhöhen, Energieeffizienz sicherstellen, die Aggregation von dezentralem Angebot und dezentraler Nachfrage erleichtern sowie die Marktintegration und die Integration verschiedener Sektoren und eine marktbasierende Vergütung für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ermöglichen;“

b) Die folgenden Buchstaben werden angefügt:

„e) die Unterstützung langfristiger Investitionen in die Erzeugung erneuerbarer Energien, der Flexibilität und der Netze, um die Verbraucher zu befähigen, ihre Energiekosten bezahlbar und mittel- bis langfristig weniger abhängig von Schwankungen der Strompreise an den Kurzfristmärkten, insbesondere der Preise für fossile Brennstoffe, zu machen;

f) die Festlegung eines Rahmens für die Annahme von Maßnahmen zur Bewältigung von Strompreiskrisen.“

2. Artikel 2 wird wie folgt geändert:

a) Nummer 22 erhält folgende Fassung:

„22. ‚Kapazitätsmechanismus‘ bezeichnet eine 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;“

b) Die folgenden Nummern werden angefügt:

- „72. ‚Spitzenlaststunde‘ bezeichnet eine Stunde, in der der Bruttostromverbrauch oder der Bruttoverbrauch von Strom, der aus anderen Quellen als erneuerbaren Quellen erzeugt wird, oder der Day-Ahead-Stromgroßhandelspreis ausgehend von den Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber sowie gegebenenfalls der NEMO voraussichtlich am höchsten ist, wobei der zonenübergreifende Austausch zu berücksichtigen ist;
73. ‚Lastspitzenreduktion‘ bezeichnet die Möglichkeit von Marktteilnehmern, den Stromverbrauch aus dem Netz auf Anfrage des Netzbetreibers in Spitzenlaststunden zu senken;
74. ‚Produkt zur Lastspitzenreduktion‘ bezeichnet ein marktbasierendes Produkt, mit dem die Marktteilnehmer Leistungen zur Lastspitzenreduktion für Netzbetreiber erbringen können;
75. ‚regionaler virtueller Hub‘ bezeichnet eine nichtphysische Region, die mehr als eine Gebotszone umfasst und für die auf der Grundlage einer Methode ein Referenzpreis festgelegt wird;
76. ‚zweiseitiger Differenzvertrag‘ bezeichnet einen Vertrag zwischen einem Betreiber einer Stromerzeugungsanlage und einer Gegenpartei, in der Regel einer öffentlichen Einrichtung, der sowohl eine geschützte Mindestvergütung als auch eine Begrenzung für eine überhöhte Vergütung vorsieht;
77. ‚Strombezugsvertrag‘ oder ‚PPA‘ bezeichnet einen Vertrag, in dessen Rahmen eine natürliche oder juristische Person zustimmt, Strom von einem Stromerzeuger auf Marktbasis zu beziehen;
78. ‚spezielles Messgerät‘ bezeichnet ein Gerät, das mit einer Anlage verbunden oder in eine Anlage eingebaut ist, mit der Laststeuerungs- oder Flexibilitätsleistungen am Elektrizitätsmarkt oder für Netzbetreiber erbracht werden;
79. ‚Flexibilität‘ bezeichnet die Fähigkeit eines Stromsystems, sich während der relevanten Marktzeitbereiche an die Variabilität der Erzeugungs- und Verbrauchsmuster und der Netzverfügbarkeit anzupassen.“

3. Artikel 7 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 erhält folgende Fassung:

„(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 eine höchstmögliche Effizienz und Wirksamkeit des Day-Ahead- und Intraday-Stromhandels in der Union zu sorgen. Die Pflicht zur Zusammenarbeit gilt unbeschadet der Anwendung des Wettbewerbsrechts der Union. Bei der Erfüllung ihrer Aufgaben im Zusammenhang mit dem Stromhandel unterliegen die Übertragungsnetzbetreiber und NEMO der Regulierungsaufsicht durch die Regulierungsbehörden gemäß Artikel 59 der Richtlinie (EU) 2019/944 und durch ACER gemäß den Artikeln 4 und 8 der Verordnung (EU) 2019/942 und den Transparenzpflichten und der wirksamen Überwachung gegen Marktmanipulation gemäß der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011.“

b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

i) Buchstabe c erhält folgende Fassung:

„c) allen Marktteilnehmern möglichst viele Gelegenheiten bieten, diskriminierungsfrei und weitestgehend echtzeitnah in allen Gebotszonen am zonenübergreifenden sowie am zoneninternen Handel teilzunehmen,

ca) so organisiert sein, dass sowohl für den zonenübergreifenden als auch für den zoneninternen Handel jederzeit die Aufteilung der Liquidität auf alle NEMO gewährleistet ist. Auf dem Day-Ahead-Markt müssen NEMO ab einer Stunde vor dem Zeitpunkt seiner Schließung bis zum spätesten Zeitpunkt, zu dem der Day-Ahead-Handel zulässig ist, zum einen alle Aufträge für Day-Ahead-Produkte und Produkte mit denselben Merkmalen an die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung übermitteln und dürfen zum anderen den Handel mit Day-Ahead-Produkten oder Produkten mit denselben Merkmalen nicht außerhalb der Day-Ahead-Marktkopplung organisieren. Auf dem Intraday-Markt müssen NEMO ab dem Zeitpunkt der Eröffnung der einheitlichen Intraday-Marktkopplung bis zum spätesten Zeitpunkt, zu dem der Intraday-Handel in einer bestimmten Gebotszone zulässig ist, zum einen alle Aufträge für Intraday-Produkte oder Produkte mit den gleichen Merkmalen an die einheitliche Intraday-Marktkopplung übermitteln und dürfen zum anderen den Handel mit Intraday-Produkten oder Produkten mit den gleichen Merkmalen nicht außerhalb der Intraday-Marktkopplung organisieren. Diese Verpflichtungen gelten für NEMO, für Unternehmen, die die direkte oder indirekte Kontrolle über einen NEMO ausüben, und für Unternehmen, die direkt oder indirekt von einem NEMO kontrolliert werden;“

ii) Buchstabe f erhält folgende Fassung:

„f) transparent sein und, sofern angemessen, Informationen je Erzeugungseinheit bereitstellen, wobei gleichzeitig die Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen zu wahren ist und sichergestellt werden muss, dass beim Handel die Anonymität gewahrt bleibt.“

4. Die folgenden Artikel werden eingefügt:

„Artikel 7a

Produkt zur Lastspitzenreduktion

(1) Wird eine regionale oder unionsweite Strompreiskrise im Sinne des Artikels 66a der Richtlinie (EU) 2019/944 ausgerufen, können Mitgliedstaaten von Netzbetreibern verlangen, die Beschaffung von Produkten zur Lastspitzenreduktion vorzuschlagen, um die Stromnachfrage in Spitzenlaststunden zu senken. Diese Beschaffung ist auf die Dauer beschränkt, die in dem gemäß Artikel 66a Absatz 1 der Richtlinie (EU) 2019/944 erlassenen Durchführungsbeschluss festgelegt ist.

(2) Ergeht eine Aufforderung gemäß Absatz 1 legen die Netzbetreiber der Regulierungsbehörde des betreffenden Mitgliedstaats nach Konsultation der Interessenträger einen Vorschlag zur Genehmigung vor, in dem die Dimensionierung und die Bedingungen für die Beschaffung und die Aktivierung des Produkts zur Lastspitzenreduktion festgelegt sind.

(3) Die betreffende Regulierungsbehörde bewertet den in Absatz 2 genannten Vorschlag für ein Produkt zur Lastspitzenreduktion im Hinblick auf die Erreichung einer Senkung der Stromnachfrage und die Auswirkungen auf den Stromgroßhandelspreis in Spitzenlaststunden. Bei dieser Bewertung wird berücksichtigt, dass das Produkt zur Lastspitzenreduktion das Funktionieren der Elektrizitätsmärkte nicht unnötig verzerrt und nicht zu einer Neuausrichtung von Laststeuerungsdiensten hin zu Produkten zur Lastspitzenreduktion führen darf. Auf der Grundlage dieser Bewertung kann die Regulierungsbehörde den Netzbetreiber auffordern, seinen Vorschlag zu ändern.

(4) Der Vorschlag für ein Produkt zur Lastspitzenreduktion nach Absatz 2 muss folgende Anforderungen erfüllen:

a) Die Dimensionierung des Produkts zur Lastspitzenreduktion

i) basiert auf einer Analyse der Notwendigkeit eines zusätzlichen Dienstes zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ohne Gefährdung der Netzstabilität, seiner Auswirkungen auf den Markt sowie seiner erwarteten Kosten und seines erwarteten Nutzens,

ii) berücksichtigt die Nachfrageprognosen, die Prognosen für die Stromerzeugung aus erneuerbarer Energie, die Prognosen für andere Flexibilitätsquellen des Systems wie die Energiespeicherung und die Auswirkungen, die der vermiedene Dispatch auf den Großhandelspreis hat, und

iii) wird begrenzt, um sicherzustellen, dass die prognostizierten Kosten den erwarteten Nutzen des Produkts zur Lastspitzenreduktion nicht übersteigen;

b) die Beschaffung eines Produkts zur Lastspitzenreduktion beruht auf objektiven, transparenten, marktbasieren und diskriminierungsfreien Kriterien, beschränkt sich auf die Laststeuerung und schließt die beteiligten Anlagen nicht vom Zugang zu anderen Märkten aus;

c) die Beschaffung des Produkts zur Lastspitzenreduktion erfolgt im Rahmen eines — gegebenenfalls fortlaufenden — wettbewerblichen Angebotsverfahrens, wobei die Auswahl anhand der niedrigsten Kosten für die Erfüllung vorab festgelegter technischer und ökologischer Kriterien vorgenommen und die wirksame Teilnahme von Verbrauchern, entweder direkt oder über Aggregation, ermöglicht wird;

d) die Mindestgebotsgröße beträgt nicht mehr als 100 kW, auch durch Aggregation;

e) Verträge über ein Produkt zur Lastspitzenreduktion dürfen nicht mehr als eine Woche vor dessen Aktivierung geschlossen werden;

f) durch die Aktivierung des Produkts zur Lastspitzenreduktion darf sich die zonenübergreifende Kapazität nicht verringern;

g) die Aktivierung des Produkts zur Lastspitzenreduktion erfolgt vor dem bzw. innerhalb des Day-Ahead-Marktzeitbereich(s) und kann auf der Grundlage eines vordefinierten Strompreises durchgeführt werden;

h) im Hinblick auf die Vermeidung eines Anstiegs der Treibhausgasemissionen darf die Aktivierung des Produkts zur Lastspitzenreduktion nicht mit der Aufnahme der Stromerzeugung aus fossilen Quellen hinter dem Messpunkt verbunden sein.

(5) Die tatsächliche Verbrauchsverringerung aufgrund der Aktivierung eines Produkts zur Lastspitzenreduktion wird anhand eines Basiswerts gemessen, der den erwarteten Stromverbrauch ohne Aktivierung des Produkts zur Lastspitzenreduktion widerspiegelt. Wenn ein Netzbetreiber ein Produkt zur Lastspitzenreduktion beschafft, entwickelt er nach Konsultation von Marktteilnehmern eine Methode zur Bestimmung des Basiswerts, berücksichtigt er gegebenenfalls die gemäß Artikel 59 Absatz 1 Buchstabe e erlassenen Durchführungsrechtsakte und legt die Methode der betreffenden Regulierungsbehörde zur Genehmigung vor.

(6) Die betreffende Regulierungsbehörde genehmigt den Vorschlag der Netzbetreiber, die sich ein Produkt zur Lastspitzenreduktion beschaffen wollen, und die Methode zur Bestimmung des Basiswerts nach deren Vorlage gemäß den Absätzen 2 und 5 oder fordert die Netzbetreiber auf, den Vorschlag oder die Methode zur Bestimmung des Basiswerts zu ändern, wenn dieser Vorschlag oder diese Methode die Anforderungen der Absätze 2, 4 und 5 nicht erfüllt.

(7) Innerhalb von sechs Monaten nach dem Ende einer regionalen oder unionsweiten Strompreiskrise im Sinne von Absatz 1 bewertet ACER nach Konsultation der Interessenträger die Auswirkungen der Verwendung von Produkten zur Lastspitzenreduktion auf dem Elektrizitätsmarkt der Union. Bei dieser Bewertung wird berücksichtigt, dass Produkte zur Lastspitzenreduktion das Funktionieren der Elektrizitätsmärkte nicht unnötig verzerren und nicht zu einer Neuausrichtung von Laststeuerungsdiensten hin zu Produkten zur Lastspitzenreduktion führen dürfen. ACER kann Empfehlungen aussprechen, die die Regulierungsbehörden bei ihrer Bewertung gemäß Absatz 3 berücksichtigen.

(8) ACER bewertet nach Konsultation der Interessenträger bis zum 30. Juni 2025 die Auswirkungen der Entwicklung von Produkten zur Lastspitzenreduktion auf den Elektrizitätsmarkt der Union unter normalen Marktbedingungen. Bei dieser Bewertung wird berücksichtigt, dass Produkte zur Lastspitzenreduktion das Funktionieren der Elektrizitätsmärkte nicht unnötig verzerren und nicht zu einer Neuausrichtung von Laststeuerungsdiensten hin zu Produkten zur Lastspitzenreduktion führen dürfen. Die Kommission kann auf der Grundlage dieser Bewertung einen Gesetzgebungsvorschlag zur Änderung dieser Verordnung vorlegen, um Produkte zur Lastspitzenreduktion außerhalb von regionalen oder unionsweiten Strompreiskrisen einzuführen.

Artikel 7b

Spezielles Messgerät

(1) Unbeschadet des Artikels 19 der Richtlinie (EU) 2019/944 können die Übertragungsnetzbetreiber, die Verteilernetzbetreiber und die einschlägigen Marktteilnehmer, einschließlich unabhängiger Aggregatoren, im Hinblick auf die Beobachtbarkeit und Abrechnung von Laststeuerungs- und Flexibilitätsleistungen nach Zustimmung der Endkunden Daten von speziellen Messgeräten, auch von Energiespeicherungseinrichtungen, nutzen.

Für die Zwecke dieses Artikels muss die Nutzung von Daten von speziellen Messgeräten den Artikeln 23 und 24 der Richtlinie (EU) 2019/944 und anderen einschlägigen Rechtsvorschriften der Union, einschließlich der Rechtsvorschriften über den Datenschutz und den Schutz der Privatsphäre, insbesondere der Verordnung (EU) 2016/679 des Europäischen Parlaments und des Rates (*), entsprechen. Werden diese Daten für Forschungszwecke verwendet, so werden die Informationen aggregiert und anonymisiert.

(2) Wenn ein Endkunde über keinen intelligenten Zähler verfügt oder der intelligente Zähler eines Endkunden nicht die Daten liefert, die für die Erbringung von Laststeuerungs- oder Flexibilitätsleistungen, auch über einen unabhängigen Aggregator, benötigt werden, akzeptieren Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber zur Abrechnung von Laststeuerungs- und Flexibilitätsleistungen — sofern verfügbar — die Daten von speziellen Messgeräten, auch aus der Energiespeicherung, und der betreffende Endkunde wird von ihnen bei der Beschaffung von Flexibilitätsleistungen nicht diskriminiert. Diese Verpflichtung gilt vorbehaltlich der Einhaltung der von den Mitgliedstaaten gemäß Absatz 3 festgelegten Vorschriften und Anforderungen.

(3) Die Mitgliedstaaten legen die Vorschriften und Anforderungen für ein Verfahren zur Validierung der Daten der speziellen Messgeräte fest, um die Qualität und Konsistenz der einschlägigen Daten und die Interoperabilität gemäß den Artikeln 23 und 24 der Richtlinie (EU) 2019/944 und anderen einschlägigen Rechtsvorschriften der Union zu überprüfen und sicherzustellen.

(*) Verordnung (EU) 2016/679 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. April 2016 zum Schutz natürlicher Personen bei der Verarbeitung personenbezogener Daten, zum freien Datenverkehr und zur Aufhebung der Richtlinie 95/46/EG (Datenschutz-Grundverordnung) (ABl. L 119 vom 4.5.2016, S. 1).“

5. Artikel 8 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 erhält folgende Fassung:

„(1) Die NEMO lassen zu, dass die Marktteilnehmer Energie möglichst echtzeitnah, zumindest jedoch bis zu dem Zeitpunkt der Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes, handeln. Ab dem 1. Januar 2026 darf die Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes nicht später als 30 Minuten vor Echtzeit erfolgen.

(1a) Die betreffende Regulierungsbehörde kann auf Antrag des betreffenden Übertragungsnetzbetreibers eine bis zum 1. Januar 2029 geltende Freistellung von der in Absatz 1 festgelegten Anforderung gewähren. Der Übertragungsnetzbetreiber stellt den Antrag bei der betreffenden Regulierungsbehörde. Dieser Antrag muss Folgendes enthalten:

a) eine Folgenabschätzung, in der den Rückmeldungen der NEMO und der betreffenden Marktteilnehmer Rechnung getragen wird und die negativen Auswirkungen einer solchen Maßnahme auf die Versorgungssicherheit im nationalen Stromsystem, die Kosteneffizienz, auch in Bezug auf bestehende Regelarbeitsplattformen gemäß der Verordnung (EU) 2017/2195, die Integration erneuerbarer Energie und die Treibhausgasemissionen aufgezeigt werden, und

b) einen Aktionsplan zur Verkürzung des Zeitabstands nach Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes auf 30 Minuten vor Echtzeit bis zum 1. Januar 2029.

(1b) Die Regulierungsbehörde kann auf Antrag des betreffenden Übertragungsnetzbetreibers eine weitere Freistellung von der Anforderung gemäß Absatz 1 für bis zu zweieinhalb Jahre ab dem Ablauf des in Absatz 1a genannten Zeitraums gewähren. Der betreffende Übertragungsnetzbetreiber legt den Antrag bis zum 30. Juni 2028 der betreffenden Regulierungsbehörde, ENTSO (Strom) und ACER vor. Dieser Antrag muss Folgendes enthalten:

a) eine neue Folgenabschätzung, in der den Rückmeldungen von Marktteilnehmern und NEMO Rechnung getragen und die Notwendigkeit einer weiteren Freistellung auf der Grundlage der Risiken in Bezug auf die Versorgungssicherheit im nationalen Stromsystem, die Kosteneffizienz, die Integration erneuerbarer Energie und die Treibhausgasemissionen begründet wird, und

b) einen überarbeiteten Aktionsplan zur Verkürzung des Zeitabstands nach Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes auf 30 Minuten vor Echtzeit bis zu dem Zeitpunkt, zu dem eine Verlängerung beantragt wird, und spätestens bis zu dem Zeitpunkt, für den die Freistellung beantragt wurde.

ACER gibt binnen sechs Monaten nach Eingang des Antrags auf eine weitere Freistellung eine Stellungnahme zu den grenzüberschreitenden Auswirkungen einer solchen Freistellung ab. Die betreffende Regulierungsbehörde trägt dieser Stellungnahme Rechnung, bevor sie über den Antrag auf eine weitere Freistellung entscheidet.

(1c) Bis zum 1. Dezember 2027 legt die Kommission nach Konsultation der NEMO, des ENTSO (Strom), der ACER und der einschlägigen Interessenträger dem Europäischen Parlament und dem Rat einen Bericht vor, in dem die Auswirkungen der Verkürzung der gemäß diesem Artikel festgelegten Zeit für die Schließung des zonenübergreifenden Marktes, die Kosten und der Nutzen sowie die Durchführbarkeit und die praktischen Lösungen im Hinblick auf eine weitere Verkürzung bewertet werden, damit die Marktteilnehmer Energie möglichst echtzeitnah handeln können. In dem Bericht sind die Auswirkungen auf die Sicherheit des Stromsystems, die Kosteneffizienz, die Vorteile für die Integration erneuerbarer Energie und die Verringerung von Treibhausgasemissionen zu berücksichtigen.“

b) Absatz 3 erhält folgende Fassung:

„(3) Die NEMO stellen für den Handel in den Day-Ahead- und Intraday-Märkten Produkte zur Verfügung, die mit Mindestgebotsgrößen von 100 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 und Aggregation — zu ermöglichen.“

6. Artikel 9 erhält folgende Fassung:

„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 erneuerbare Energie nutzenden Stromerzeugungsanlagen Preisrisiken 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 regelmäßig transparent, marktbasierend und diskriminierungsfrei über eine zentrale Vergabepattform zugewiesen. Die Häufigkeit der Vergabe und die Laufzeiten langfristiger zonenübergreifender Kapazität müssen zum effizienten Funktionieren der Terminmärkte der Union beitragen.

(3) Die Gestaltung der Terminmärkte der Union umfasst die erforderlichen Instrumente, um die Fähigkeit der Marktteilnehmer zu verbessern, Preisrisiken im Elektrizitätsbinnenmarkt abzusichern.

(4) Bis zum 17. Januar 2026 führt die Kommission nach Konsultation der einschlägigen Interessenträger eine Abschätzung der Folgen möglicher Maßnahmen zur Erreichung des in Absatz 3 genannten Ziels durch. Diese Folgenabschätzung befasst sich unter anderem mit

- a) möglichen Änderungen bei der Häufigkeit der Vergabe langfristiger Übertragungsrechte,
- b) möglichen Änderungen der Laufzeiten der langfristigen Übertragungsrechte, insbesondere Laufzeiten, die auf bis zu mindestens drei Jahren verlängert werden,
- c) möglichen Änderungen der Art der langfristigen Übertragungsrechte;
- d) den Möglichkeiten zur Stärkung des Sekundärmarktes und
- e) der möglichen Einführung regionaler virtueller Hubs für die Terminmärkte.

(5) Im Zusammenhang mit den regionalen virtuellen Hubs für die Terminmärkte befasst sich die gemäß Absatz 4 durchgeführte Folgenabschätzung mit Folgendem:

- a) dem angemessenen geografischen Umfang der regionalen virtuellen Hubs — einschließlich der Gebotszonen, die diese Hubs bilden, und besonderer Situationen von Gebotszonen, die zu zwei oder mehreren virtuellen Hubs gehören —, der darauf abzielt, die Preiskorrelation zwischen den Referenzpreisen und den Preisen der Gebotszonen, die regionale virtuelle Hubs bilden, zu maximieren;
- b) dem Maß der Verbundfähigkeit der Stromnetze der Mitgliedstaaten, insbesondere derjenigen Mitgliedstaaten, die hinter den in Artikel 4 Buchstabe d Nummer 1 der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates (*) für 2020 und 2030 festgelegten Stromverbundvorgaben zurückbleiben;
- c) einer Methode zur Berechnung der Referenzpreise für die regionalen virtuellen Hubs für die Terminmärkte, die darauf abzielt, die Preiskorrelation zwischen dem Referenzpreis und den Preisen der Gebotszonen, die einen regionalen virtuellen Hub bilden, zu maximieren;
- d) der Möglichkeit, dass Gebotszonen Teil von mehr als einem regionalen virtuellen Hub sein können;
- e) den Mitteln, mit denen die Handelsmöglichkeiten für Absicherungsprodukte, die sich auf die regionalen virtuellen Hubs für die Terminmärkte beziehen, sowie für langfristige Übertragungsrechte zwischen Gebotszonen und regionalen virtuellen Hubs maximiert werden können;
- f) den Mitteln, mit denen sichergestellt wird, dass die in Absatz 2 genannte zentrale Vergabepattform Vergabemöglichkeiten anbietet und den Handel mit langfristigen Übertragungsrechten erleichtert;
- g) den Auswirkungen von bereits bestehenden zwischenstaatlichen Abkommen und den darin enthaltenen Rechten.

(6) Auf der Grundlage der Ergebnisse der in Absatz 4 dieses Artikels genannten Folgenabschätzung erlässt die Kommission bis zum 17. Juli 2026 einen Durchführungsrechtsakt, in dem Maßnahmen und Instrumente zur Verwirklichung der in Absatz 3 dieses Artikels genannten Ziele und die genauen Merkmale dieser Maßnahmen und Instrumente näher festgelegt werden. Dieser Durchführungsrechtsakt wird nach dem in Artikel 67 Absatz 2 genannten Prüfverfahren erlassen.

(7) Die gemäß der Verordnung (EU) 2016/1719 eingerichtete zentrale Vergabepattform fungiert als Struktur, die Vergabemöglichkeiten anbietet und den Handel mit langfristigen Übertragungsrechten im Namen der Übertragungsnetzbetreiber erleichtert. Sie hat eine in Anhang II der Richtlinie (EU) 2017/1132 des Europäischen Parlaments und des Rates (**) genannte Rechtsform.

(8) Ist eine zuständige Regulierungsbehörde der Ansicht, dass den Marktteilnehmern keine ausreichenden Absicherungsmöglichkeiten zur Verfügung stehen, so kann sie — nach Konsultation der zuständigen Behörden gemäß Artikel 67 der Richtlinie 2014/65/EU des Europäischen Parlaments und des Rates (***) und wenn auf den Terminmärkten Finanzinstrumente im Sinne von Artikel 4 Absatz 1 Nummer 15 der genannten Richtlinie gehandelt werden — von Strombörsen oder Übertragungsnetzbetreibern verlangen, zusätzliche Maßnahmen wie z. B. Market-Making-Tätigkeiten zu ergreifen, um die Liquidität der Terminmärkte zu verbessern.

(9) Vorbehaltlich der Einhaltung des Wettbewerbsrechts der Union sowie der Verordnungen (EU) Nr. 648/2012 (****) und (EU) Nr. 600/2014 (*****) des Europäischen Parlaments und des Rates und der Richtlinie 2014/65/EU können Marktbetreiber Terminabsicherungsprodukte — einschließlich langfristiger Terminabsicherungsprodukte — entwickeln, um den Marktteilnehmern, einschließlich der Eigentümer von erneuerbare Energiequellen nutzenden Stromerzeugungsanlagen, angemessene Möglichkeiten zur Absicherung gegen die finanziellen Risiken von Preisschwankungen zu bieten. Die Mitgliedstaaten dürfen nicht vorschreiben, dass solche Absicherungstätigkeiten auf Transaktionen innerhalb eines Mitgliedstaats oder einer Gebotszone beschränkt werden können.

(*) 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).

(**) 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).

(***) Richtlinie 2014/65/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 15. Mai 2014 über Märkte für Finanzinstrumente sowie zur Änderung der Richtlinien 2002/92/EG und 2011/61/EU (ABl. L 173 vom 12.6.2014, S. 349).

(****) Verordnung (EU) Nr. 648/2012 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 4. Juli 2012 über OTC-Derivate, zentrale Gegenparteien und Transaktionsregister (ABl. L 201 vom 27.7.2012, S. 1).

(*****) Verordnung (EU) Nr. 600/2014 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 15. Mai 2014 über Märkte für Finanzinstrumente und zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 648/2012 (ABl. L 173 vom 12.6.2014, S. 84).“

7. Artikel 18 wird wie folgt geändert:

a) Die Absätze 2 und 3 erhalten folgende Fassung:

„(2) Die Tarifmethoden

a) spiegeln die Fixkosten der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber wider und berücksichtigen sowohl Kapital- als auch Betriebskosten, einschließlich antizipatorischer Investitionen, um sowohl kurzfristig als auch langfristig angemessene Anreize für Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber zu setzen und so die Effizienz einschließlich der Energieeffizienz zu steigern,

b) fördern die Marktintegration, die Integration erneuerbarer Energie und die Versorgungssicherheit,

c) unterstützen die Nutzung von Flexibilitätsleistungen und ermöglichen die Nutzung flexibler Anschlüsse,

d) fördern effiziente und zeitnahe Investitionen, einschließlich Lösungen zur Optimierung des bestehenden Netzes,

e) unterstützen die Energiespeicherung, die Lastensteuerung und die damit verbundenen Forschungstätigkeiten,

f) tragen zur Verwirklichung der in den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen festgelegten Ziele bei, verringern die Umweltauswirkungen und fördern die öffentliche Akzeptanz und

g) erleichtern Innovationen im Interesse der Verbraucher in Bereichen wie Digitalisierung, Flexibilitätsleistungen und Verbindungsleitungen, damit insbesondere die erforderliche Infrastruktur entwickelt wird, um die in Artikel 4 Buchstabe d Nummer 1 der Verordnung (EU) 2018/1999 für 2030 festgelegte Mindestvorgabe für den Stromverbund zu erreichen.

(3) Von der Höhe der gegenüber den Erzeugern oder Endkunden oder beiden erhobenen Tarife gehen erforderlichenfalls standortbezogene Investitionssignale auf Unionsebene aus, z. B. Anreize mittels Tarifstrukturen, um die Kosten für Redispatch und Ausbau des Stromnetzes zu senken, und diese Tarife tragen dem Umfang der verursachten Netzverluste und Engpässe und den Kosten von Investitionen in die Infrastruktur Rechnung.“

b) Absatz 8 erhält folgende Fassung:

„(8) Die Übertragungs- und Verteilungstarifmethoden müssen den Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern Anreize für den kosteneffizientesten Betrieb und Ausbau ihrer Netze bieten, unter anderem mittels der Beschaffung von Dienstleistungen. Zu diesem Zweck erkennen die Regulierungsbehörden maßgebliche Kosten, einschließlich Kosten im Zusammenhang mit antizipatorischen Investitionen, an und berücksichtigen sie in den Übertragungs- und Verteilungstarifen; außerdem führen sie gegebenenfalls Leistungsziele ein, um den Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern Anreize zur Steigerung der Gesamteffizienz des Systems in ihren Netzen zu bieten, auch durch Energieeffizienz, die Nutzung von Flexibilitätsleistungen sowie den Ausbau intelligenter Netze und die breitere Einführung intelligenter Messsysteme.“

c) Absatz 9 wird wie folgt geändert:

i) Buchstabe f erhält folgende Fassung:

„f) nach Konsultation der einschlägigen Interessenträger festzulegende Methoden zur Wahrung der Transparenz bei der Festsetzung und Struktur der Tarife, einschließlich antizipatorischer Investitionen, die mit den einschlägigen Energiezielen der Union und der Mitgliedstaaten im Einklang stehen, wobei die gemäß der Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegten Beschleunigungsgebiete zu berücksichtigen sind,“

ii) folgender Buchstabe wird angefügt:

„i) Anreize für effiziente Investitionen in Netze, einschließlich Ressourcen zur Ermöglichung von Flexibilität und flexibler Netzanschlussverträge.“

8. Artikel 19 Absatz 2 erhält folgende Fassung:

„(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, oder
- c) Ausgleich für Betreiber von Offshore-Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen in einer Offshore-Gebotszone, die direkt mit zwei oder mehr Gebotszonen verbunden ist, wenn der Zugang zu den Verbundmärkten so eingeschränkt ist, dass der Betreiber der Offshore-Anlage zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen seine Stromerzeugungskapazität nicht auf den Markt exportieren kann und es in der Offshore-Gebotszone im Vergleich zu einem Szenario ohne Kapazitätsminderung gegebenenfalls zu einem entsprechenden Preisverfall kommt.

Der Ausgleich gemäß Unterabsatz 1 Buchstabe c kommt zur Anwendung, wenn den validierten Ergebnissen der Kapazitätsberechnung zufolge ein oder mehrere Übertragungsnetzbetreiber auf der Verbindungsleitung nicht die in Netzanschlussverträgen vereinbarte Kapazität bereitgestellt oder den kritischen Netzelementen nicht die Kapazität gemäß den in Artikel 16 Absatz 8 festgelegten Kapazitätsberechnungsvorschriften zur Verfügung gestellt haben oder beides zutrifft. Die Übertragungsnetzbetreiber, die für die Einschränkung des Zugangs zu den Verbundmärkten verantwortlich sind, tragen die Verantwortung für die Ausgleichszahlungen an die Betreiber der Offshore-Anlage zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen. Dieser Ausgleich darf pro Jahr nicht höher ausfallen als der Gesamtbetrag der auf Verbindungsleitungen zwischen den betreffenden Gebotszonen eingenommenen Engpasserlöse.“

9. Folgendes Kapitel wird eingefügt:

„KAPITEL IIIa

SPEZIFISCHE INVESTITIONSANREIZE ZUR ERREICHUNG DER DEKARBONISIERUNGSZIELE DER UNION

Artikel 19a

Strombezugsverträge

(1) Unbeschadet der Richtlinie (EU) 2018/2001 fördern die Mitgliedstaaten die Verbreitung von Strombezugsverträgen, auch indem sie ungerechtfertigte Hemmnisse und unverhältnismäßige oder diskriminierende Verfahren oder Gebühren beseitigen, um für vorhersehbarere Preise zu sorgen und die Ziele aus ihren integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen in Bezug auf die Dimension ‚Dekarbonisierung‘ gemäß Artikel 4 Buchstabe a der Verordnung (EU) 2018/1999, auch in Bezug auf erneuerbare Energie, zu erreichen und gleichzeitig wettbewerbsfähige und liquide Elektrizitätsmärkte und den grenzüberschreitenden Handel zu bewahren.

(2) Bei der Überprüfung dieser Verordnung gemäß Artikel 69 Absatz 2 bewertet die Kommission nach Konsultation der einschlägigen Interessenträger das Potenzial und die Tragfähigkeit einer oder mehrerer Marktplattformen der Union für Strombezugsverträge, die auf freiwilliger Basis genutzt werden können, einschließlich der Interaktion dieser potenziellen Plattformen mit anderen bestehenden Elektrizitätsmarktplattformen und der Bündelung der Nachfrage nach Strombezugsverträgen durch Aggregation.

(3) Die Mitgliedstaaten stellen in koordinierter Weise sicher, dass Instrumente wie Garantieregelungen zu Marktpreisen, die die finanziellen Risiken im Zusammenhang mit Zahlungsausfällen von Abnehmern im Rahmen von Strombezugsverträgen verringern sollen, vorhanden und für Kunden zugänglich sind, die von Marktzutrittsschranken auf dem Markt für Strombezugsverträge betroffen sind und sich nicht in finanziellen Schwierigkeiten befinden. Zu diesen Instrumenten können unter anderem im Einklang mit den jeweiligen Rechtsvorschriften der Union staatlich gedeckte Garantieregelungen zu Marktpreisen, private Garantien oder Fazilitäten zur Bündelung der Nachfrage nach Strombezugsverträgen gehören. Zu diesem Zweck sorgen die Mitgliedstaaten für eine angemessene Koordinierung, auch mit einschlägigen Fazilitäten auf Unionsebene. Die Mitgliedstaaten können unter Anwendung diskriminierungsfreier Kriterien zwischen den und innerhalb der Kundenkategorien festlegen, an welche Kundenkategorien sich diese Instrumente richten.

(4) Wird eine Garantieregelung für Strombezugsverträge von einem Mitgliedstaat gedeckt, so muss sie unbeschadet der Artikel 107 und 108 AEUV Bestimmungen enthalten, die eine Verringerung der Liquidität auf den Elektrizitätsmärkten verhindern, und darf den Bezug von Strom aus fossilen Brennstoffen nicht fördern. Die Mitgliedstaaten können beschließen, diese Garantieregelungen auf die ausschließliche Förderung des Strombezugs von neuen erneuerbare Energie nutzenden Erzeugungsanlagen im Einklang mit den Dekarbonisierungsstrategien der Mitgliedstaaten zu beschränken, insbesondere wenn der Markt für Strombezugsverträge über Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne von Artikel 2 Nummer 17 der Richtlinie (EU) 2018/2001 nicht ausreichend entwickelt ist.

(5) Bei Förderregelungen für Strom aus erneuerbaren Quellen besteht für Projekte, bei denen ein Teil des Stroms für den Verkauf im Rahmen eines Strombezugsvertrags über Strom aus erneuerbaren Energiequellen oder anderer marktbasierter Vereinbarungen reserviert ist, die Möglichkeit zur Teilnahme, sofern diese Teilnahme den Wettbewerb auf dem Markt nicht negativ beeinträchtigt, insbesondere wenn die beiden an dem Strombezugsvertrag beteiligten Parteien von derselben Einrichtung kontrolliert werden.

(6) Bei der Gestaltung der in Absatz 5 genannten Förderregelungen sind die Mitgliedstaaten bemüht, Bewertungskriterien anzuwenden, die Bieter Anreize dafür bieten, Kunden, die beim Zutritt zum Markt für Strombezugsverträge von Hindernissen betroffen sind, den Zugang zu erleichtern, sofern der Wettbewerb auf dem Markt dadurch nicht beeinträchtigt wird.

(7) In den Strombezugsverträgen werden die Gebotszone der Lieferung und die Verantwortung für die Sicherung der zonenübergreifenden Übertragungsrechte für den Fall einer Änderung der Gebotszone gemäß Artikel 14 festgelegt.

(8) In den Strombezugsverträgen werden im Einklang mit dem Wettbewerbsrecht der Union die Modalitäten und Bedingungen festgelegt, unter denen Kunden und Erzeuger aus den Strombezugsverträgen austreten können, z. B. geltende Austrittsgebühren und Kündigungsfristen.

(9) Bei der Ausarbeitung von Maßnahmen, die sich unmittelbar auf Strombezugsverträge auswirken, achten die Mitgliedstaaten mögliche berechnete Erwartungen und berücksichtigen die Wirkung dieser Maßnahmen auf bestehende und künftige Strombezugsverträge.

(10) Bis zum 31. Januar 2026 und danach alle zwei Jahre bewertet die Kommission, ob Hindernisse weiterhin bestehen und ob die Märkte für Strombezugsverträge hinreichend transparent sind. Die Kommission kann spezifische Leitlinien zur Beseitigung von Hindernissen auf den Märkten für Strombezugsverträge, darunter unverhältnismäßige oder diskriminierende Verfahren oder Gebühren, erstellen.

*Artikel 19b***Freiwillige Muster für Strombezugsverträge und die Überwachung von Strombezugsverträgen**

(1) ACER veröffentlicht einen Jahresbericht über den Markt für Strombezugsverträge auf Unionsebene und auf Ebene der Mitgliedstaaten als Teil ihres gemäß Artikel 15 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2019/942 veröffentlichten jährlichen Berichts.

(2) Bis zum 17. Oktober 2024 bewertet ACER in enger Abstimmung mit den einschlägigen Institutionen und Interessenträgern, ob es notwendig ist, freiwillige Muster für Strombezugsverträge zu entwickeln und herauszugeben, die an die Bedürfnisse der verschiedenen Kategorien von Gegenparteien angepasst sind.

Kommt die Bewertung zu dem Schluss, dass es notwendig ist, solche freiwilligen Muster für Strombezugsverträge auszuarbeiten und herauszugeben, entwickelt ACER zusammen mit den NEMO nach Konsultation der einschlägigen Interessenträger solche Muster, wobei Folgendes berücksichtigt wird:

- a) die Verwendung dieser Musterverträge ist für die Vertragsparteien freiwillig;
- b) diese Musterverträge
 - i) bieten verschiedene Vertragslaufzeiten,
 - ii) sehen verschiedene Preisformeln vor,
 - iii) berücksichtigen das Lastprofil des Abnehmers und das Erzeugungsprofil des Erzeugers.

*Artikel 19c***Maßnahmen auf Unionsebene als Beitrag zur Erreichung des zusätzlichen Anteils von Energie aus erneuerbaren Quellen**

Die Kommission bewertet, ob Maßnahmen auf Unionsebene zum Erfolg der gemeinsamen Anstrengungen der Mitgliedstaaten im Hinblick auf einen zusätzlichen Anteil von 2,5 % Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch der Union im Jahr 2030 gemäß der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Ergänzung der nationalen Maßnahmen beitragen können. Die Kommission prüft die Möglichkeit, den gemäß Artikel 33 der Verordnung (EU) 2018/1999 eingerichteten Finanzierungsmechanismus der Union für erneuerbare Energie zu nutzen, um im Einklang mit dem einschlägigen Regelungsrahmen Auktionen für erneuerbare Energie auf Unionsebene zu organisieren.

*Artikel 19d***Direkte Preisstützungssysteme in Form zweiseitiger Differenzverträge für Investitionen**

(1) Direkte Preisstützungssysteme für Investitionen in neue Anlagen zur Stromerzeugung aus den in Absatz 4 genannten Quellen haben die Form zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme mit denselben Auswirkungen.

Unterabsatz 1 gilt für Verträge im Rahmen direkter Preisstützungssysteme für Investitionen in neue Erzeugungsanlagen, die am oder nach dem 17. Juli 2027 geschlossen werden oder im Falle von Offshore-Anlagen zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen, die mit Offshore-Hybridprojekten verbunden sind, die wiederum an zwei oder mehr Gebotszonen angebonden sind und am oder nach dem 17. Juli 2029 geschlossen werden.

Die Teilnahme von Marktteilnehmern an direkten Preisstützungssystemen in Form zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme mit denselben Auswirkungen ist freiwillig.

(2) Direkte Preisstützungssysteme in Form zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme mit denselben Auswirkungen werden so gestaltet, dass

- a) für Stromerzeugungsanlagen weiterhin Anreize für einen effizienten Betrieb und eine effiziente Teilnahme an den Elektrizitätsmärkten bestehen, insbesondere um die Marktbedingungen widerzuspiegeln,
- b) jegliche verzerrende Wirkung der Förderregelung auf Betriebs-, Dispatch- und Wartungsentscheidungen der Stromerzeugungsanlage oder auf das Bieterverhalten auf den Day-Ahead-, Intraday-, Systemdienstleistungs- und Regelreservemärkten vermieden wird,

- c) die geschützte Mindestvergütung und die Obergrenze für überhöhte Vergütungen auf die Kosten der neuen Investition und die Markteinnahmen abgestimmt sind, um die langfristige wirtschaftliche Tragfähigkeit der Stromerzeugungsanlage zu gewährleisten, wobei ein übermäßiger Ausgleich zu vermeiden ist,
- d) unangemessene Wettbewerbs- und Handelsverzerrungen auf dem Binnenmarkt vermieden werden, insbesondere indem die Vergütungsbeträge im Rahmen eines offenen, klaren, transparenten und diskriminierungsfreien wettbewerblichen Angebotsverfahrens festgelegt werden; in Fällen, in denen kein solches wettbewerbliches Angebotsverfahren durchgeführt werden kann, werden zweiseitige Differenzverträge oder gleichwertige Systeme mit denselben Auswirkungen und die geltenden Ausübungspreise so gestaltet, dass die Verteilung von Einnahmen an Unternehmen nicht zu unnötigen Verzerrungen des Wettbewerbs und des Handels im Binnenmarkt führt,
- e) Wettbewerbs- und Handelsverzerrungen auf dem Binnenmarkt vermieden werden, die sich aus der Verteilung von Einnahmen an Unternehmen ergeben,
- f) sie Klauseln über Vertragsstrafen enthalten, die bei einer einseitigen vorzeitigen Beendigung des Vertrags anwendbar sind.

(3) Bei der Bewertung zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme mit denselben Auswirkungen nach den Artikeln 107 und 108 AEUV stellt die Kommission die Einhaltung der Gestaltungsgrundsätze gemäß Absatz 2 sicher.

(4) Absatz 1 gilt für Investitionen in neue Anlagen zur Erzeugung von Strom aus folgenden Quellen:

- a) Windenergie;
- b) Solarenergie;
- c) geothermische Energie;
- d) Wasserkraft ohne Speicher;
- e) Kernenergie.

(5) Jegliche Einnahmen — oder der entsprechende finanzielle Gegenwert dieser Einnahmen — aus direkten Preisstützungssystemen in Form von zweiseitigen Differenzverträgen oder gleichwertigen Systemen mit denselben Auswirkungen gemäß Absatz 1 werden an Endkunden verteilt.

Unbeschadet des Unterabsatzes 1 können die Einnahmen oder der entsprechende finanzielle Gegenwert dieser Einnahmen auch zur Finanzierung der Kosten von direkten Preisstützungssystemen oder von Investitionen zur Senkung der Stromkosten der Endkunden verwendet werden.

Die Verteilung der Einnahmen an die Endkunden wird so gestaltet, dass für sie weiterhin der Anreiz besteht, ihren Verbrauch zu senken oder ihn auf Zeiten niedriger Strompreise zu verlagern, und der Wettbewerb zwischen den Stromanbietern nicht beeinträchtigt wird.

(6) Im Einklang mit Artikel 4 Absatz 3 Unterabsatz 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001 können Mitgliedstaaten Kleinanlagen für erneuerbare Energien und Demonstrationsvorhaben von der Auflage gemäß Absatz 1 des vorliegenden Artikels befreien.

Artikel 19e

Bewertung des Flexibilitätsbedarfs

(1) Spätestens ein Jahr, nachdem ACER die Methode gemäß Absatz 6 genehmigt hat, und danach alle zwei Jahre nimmt die Regulierungsbehörde oder eine von einem Mitgliedstaat benannte andere Behörde oder Stelle vor dem Hintergrund der Notwendigkeit, eine sichere und zuverlässige Versorgung kosteneffizient zu gewährleisten und das Stromsystem zu dekarbonisieren, einen Bericht über den geschätzten Flexibilitätsbedarf im Zeitraum der mindestens nächsten fünf bis zehn Jahre auf nationaler Ebene an, in dem die Integration variabler erneuerbarer Energiequellen für die Stromerzeugung und die einzelnen Sektoren sowie die Verflechtung des Strommarkts, einschließlich der Stromverbundvorgaben und der potenziellen Verfügbarkeit von grenzübergreifender Flexibilität, berücksichtigt werden.

Die in Unterabsatz 1 genannte Bericht muss

- a) mit der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene und den Abschätzungen der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene, die gemäß Artikel 23 und 24 durchgeführt werden, im Einklang stehen,
- b) sich auf die Daten und Analysen stützen, die von den Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern jedes Mitgliedstaats gemäß Absatz 4 bereitgestellt und nach der gemeinsamen Methode gemäß Absatz 4 sowie in begründeten Fällen auf der Grundlage weiterer Daten und Analysen erstellt wurden.

Hat der Mitgliedstaat für die Annahme des in Unterabsatz 1 genannten Berichts einen Übertragungsnetzbetreiber oder eine andere Einrichtung benannt, wird der Bericht von der Regulierungsbehörde genehmigt oder geändert.

(2) Der in Absatz 1 genannte Bericht muss mindestens

- a) eine Bewertung der verschiedenen Arten des — zumindest saisonalen, täglichen und stündlichen — Flexibilitätsbedarfs enthalten, um Energie aus erneuerbaren Quellen in das Stromnetz zu integrieren, wie unter anderem verschiedene Annahmen in Bezug auf die Strommarktpreise, die Erzeugung und die Nachfrage,
- b) das Potenzial von Ressourcen für nichtfossile Flexibilität wie Laststeuerung und Energiespeicherung, einschließlich Aggregation und Verflechtung, zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs sowohl auf Übertragungs- als auch auf Verteilungsebene berücksichtigen,
- c) eine Bewertung der Hindernisse für Flexibilität am Markt und Vorschläge für entsprechende Entlastungsmaßnahmen und Anreize, einschließlich der Beseitigung regulatorischer Hindernisse und möglicher Verbesserungen auf den Märkten und der Dienste oder Produkte für den Netzbetrieb, enthalten,
- d) eine Bewertung des Beitrags der Digitalisierung der Stromübertragungs- und -verteilernetze enthalten und
- e) die Flexibilitätsquellen berücksichtigen, bei denen zu erwarten ist, dass sie in anderen Mitgliedstaaten verfügbar sein werden.

(3) Die Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber jedes Mitgliedstaats übermitteln der Regulierungsbehörde oder einer gemäß Absatz 1 benannten anderen Behörde oder Stelle die für die Erstellung des in Absatz 1 genannten Berichts erforderlichen Daten und Analysen. In begründeten Fällen kann die Regulierungsbehörde oder gegebenenfalls eine gemäß Absatz 1 benannte andere Behörde oder Stelle die betreffenden Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber auffordern, zusätzliche — das heißt zusätzlich zu den Anforderungen gemäß Absatz 4 — Beiträge zu dem Bericht zu liefern. Die betreffenden Stromübertragungsnetzbetreiber oder Stromverteilernetzbetreiber koordinieren gemeinsam mit den Erdgasnetzbetreibern und Wasserstoffnetzbetreibern die Einholung einschlägiger Informationen, wenn dies für die Zwecke dieses Artikels erforderlich ist.

(4) ENTSO (Strom) und die EU-VNBO koordinieren die Arbeit der Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber hinsichtlich der gemäß Absatz 3 vorzulegenden Daten und Analysen. Dabei müssen sie insbesondere

- a) Art und Format der Daten festlegen, die die Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber den Regulierungsbehörden oder einer anderen Behörde oder Stelle gemäß Absatz 1 zur Verfügung stellen müssen,
- b) eine Methode für die Analyse des Flexibilitätsbedarfs durch Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber entwickeln, wobei mindestens Folgendes zu berücksichtigen ist:
 - i) alle verfügbaren Flexibilitätsquellen auf kosteneffizienter Weise in den verschiedenen Zeiträumen, auch in anderen Mitgliedstaaten,
 - ii) die geplanten Investitionen in Verbindungsleitungen und Flexibilität auf Übertragungs- und Verteilungsebene und
 - iii) die Notwendigkeit, das Stromsystem zu dekarbonisieren, um die energie- und klimapolitischen Vorgaben der Union für 2030 im Sinne von Artikel 2 Nummer 11 der Verordnung (EU) 2018/1999 und ihr in Artikel 2 der Verordnung (EU) 2021/1119 festgelegten Ziel der Klimaneutralität bis 2050 im Einklang mit dem im Rahmen des Rahmenabkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen angenommenen Übereinkommen von Paris (*) zu erreichen.

Die in Unterabsatz 1 Buchstabe b genannte Methode enthält Leitlinien für die Bewertung der Eignung der verschiedenen Flexibilitätsquellen zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs.

(5) ENTSO (Strom) und die EU-VNBO arbeiten bei der Koordinierung der Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber im Hinblick auf die Bereitstellung der Daten und Analysen gemäß Absatz 4 eng zusammen.

(6) Bis zum 17. April 2025 legen ENTSO (Strom) und die EU-VNBO der ACER gemeinsam einen Vorschlag für Art und Format der an eine Regulierungsbehörde oder eine gemäß Absatz 1 benannte andere Behörde oder Stelle zu übermittelnden Daten und die in Absatz 4 genannte Methode für die Analyse des Flexibilitätsbedarfs vor. ACER genehmigt oder ändert den Vorschlag innerhalb von drei Monaten nach dessen Eingang. Im letzteren Fall konsultiert ACER vor Annahme der Änderungen die Koordinierungsgruppe ‚Strom‘, ENTSO (Strom) und die EU-VNBO. Der angenommene Vorschlag wird auf der Website von ACER veröffentlicht.

(7) Die Regulierungsbehörden oder gegebenenfalls eine gemäß Absatz 1 benannte andere Behörde oder Stelle übermitteln der Kommission und ACER die in Absatz 1 genannten Berichte und veröffentlichen sie. Innerhalb von zwölf Monaten nach Eingang der Berichte erstellt ACER einen Bericht, in dem sie die Berichte analysiert und in Bezug auf die Feststellungen der Regulierungsbehörde oder einer gemäß Absatz 1 benannten anderen Behörde oder Stelle Empfehlungen zu Fragen von grenzüberschreitender Relevanz abgibt, einschließlich Empfehlungen zur Beseitigung von Hindernissen für den Eintritt von Ressourcen für nichtfossile Flexibilität.

Im Zusammenhang mit den Fragen von grenzüberschreitender Relevanz bewertet ACER unter anderem

- a) die Frage, wie die in Absatz 1 dieses Artikels genannte Analyse des Flexibilitätsbedarfs besser in die Methode für die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene gemäß Artikel 23 und in die Methode für den unionsweiten zehnjährigen Netzentwicklungsplan integriert werden können, um die Kohärenz zwischen ihnen zu gewährleisten,
- b) den geschätzten Bedarf an Flexibilität im Stromsystem auf Unionsebene und ihr prognostiziertes wirtschaftlich verfügbares Potenzial für den Zeitraum der nächsten fünf bis zehn Jahre unter Berücksichtigung der nationalen Berichte,
- c) die mögliche Einführung weiterer Maßnahmen zur Freisetzung des Flexibilitätspotenzials auf den Strommärkten und im Netzbetrieb.

Die Ergebnisse der Analyse gemäß Unterabsatz 2 Buchstabe a können bei weiteren Überarbeitungen der dort genannten Methoden im Einklang mit den einschlägigen Rechtsakten der Union berücksichtigt werden.

Der europäische wissenschaftliche Beirat für Klimaänderungen kann auf eigene Initiative ACER bei der Frage zurarbeiten, wie sichergestellt werden kann, dass die Szenarien mit den energie- und klimapolitischen Vorgaben der Union für 2030 und ihrem Ziel der Klimaneutralität bis 2050 in Einklang stehen.

(8) ENTSO (Strom) aktualisiert den unionsweiten Netzentwicklungsplan, um die Ergebnisse der in Absatz 1 genannten nationalen Berichte über den Flexibilitätsbedarf aufzunehmen. Die nationale Bewertung des Flexibilitätsbedarfs gemäß Absatz 1 wird von den Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern in ihren Netzentwicklungsplänen berücksichtigt.

Artikel 19f

Indikatives nationales Ziel für nichtfossile Flexibilität

Spätestens sechs Monate nach der Übermittlung des Berichts gemäß Artikel 19e Absatz 1 legt jeder Mitgliedstaat auf der Grundlage dieses Berichts ein indikatives nationales Ziel für nichtfossile Flexibilität, einschließlich der jeweiligen spezifischen Beiträge der Laststeuerung und der Energiespeicherung zu diesem Ziel, fest. Die Mitgliedstaaten können diese Zielvorgabe erreichen, indem sie das ermittelte Potenzial der nichtfossilen Flexibilität durch Beseitigung der festgestellten Markthindernisse oder mittels der Förderregelungen für nichtfossile Flexibilität gemäß Artikel 19g dieser Verordnung verwirklichen. Dieses indikative nationale Ziel, einschließlich der jeweiligen spezifischen Beiträge der Laststeuerung und Energiespeicherung zu diesem Ziel und der Maßnahmen zu seiner Erreichung, muss sich auch in den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen der Mitgliedstaaten in Bezug auf die Dimension ‚Energiebinnenmarkt‘ gemäß Artikel 3, 4 und 7 der Verordnung (EU) 2018/1999 und den integrierten nationalen energie- und klimabezogenen Fortschrittsberichten gemäß Artikel 17 der genannten Verordnung widerspiegeln. Die Mitgliedstaaten können bis zur Annahme des Berichts gemäß Artikel 19e Absatz 1 der vorliegenden Verordnung vorläufige indikative nationale Ziele festlegen.

Im Anschluss an die Bewertung gemäß Artikel 9 der Verordnung (EU) 2018/1999 legt die Kommission nach Erhalt der von den Mitgliedstaaten gemäß Absatz 1 des vorliegenden Artikels festgelegten und übermittelten indikativen nationalen Ziele dem Europäischen Parlament und dem Rat einen Bericht vor, in dem sie die nationalen Berichte bewertet.

Auf der Grundlage der Schlussfolgerungen des Berichts, die mithilfe der ersten von den Mitgliedstaaten übermittelten Informationen ausgearbeitet wurden, kann die Kommission eine Flexibilitätsstrategie der Union erstellen, deren besonderer Schwerpunkt auf der Laststeuerung und Energiespeicherung liegt, um deren Einsatz im Einklang mit den energie- und klimapolitischen Vorgaben der Union für 2030 und dem Ziel der Klimaneutralität bis 2050 zu erleichtern. Dieser Flexibilitätsstrategie der Union kann gegebenenfalls ein Gesetzgebungsvorschlag beigefügt werden.

Artikel 19g

Förderregelungen für nichtfossile Flexibilität

(1) Wenn die Investitionen in nichtfossile Flexibilität nicht ausreichen, um das indikative nationale Ziel oder gegebenenfalls die vorläufigen indikativen nationalen Ziele gemäß Artikel 19f zu erreichen, können die Mitgliedstaaten unbeschadet der Artikel 12 und 13 Förderregelungen für nichtfossile Flexibilität in Form von Zahlungen für die verfügbare Kapazität nichtfossiler Flexibilität anwenden. Die Mitgliedstaaten, die einen Kapazitätsmechanismus anwenden, ziehen in Erwägung, die erforderlichen Anpassungen bei der Gestaltung der Kapazitätsmechanismen vorzunehmen, um die Beteiligung nichtfossiler Flexibilität wie Laststeuerung und Energiespeicherung zu fördern, unbeschadet der Möglichkeit dieser Mitgliedstaaten, die in diesem Absatz genannten nichtfossilen Flexibilitätsregelungen zu nutzen.

(2) Die Möglichkeit, Unterstützungsmaßnahmen für nichtfossile Flexibilität gemäß Absatz 1 des vorliegenden Artikels anzuwenden, hindert die Mitgliedstaaten nicht daran, mit anderen Mitteln auf ihre indikativen nationalen Ziele gemäß Artikel 19f hinzuwirken.

Artikel 19h

Gestaltungsgrundsätze für Förderregelungen für nichtfossile Flexibilität

Die von den Mitgliedstaaten gemäß Artikel 19g Absatz 1 angewandten Förderregelungen für nichtfossile Flexibilität

- a) dürfen nicht über das hinausgehen, was erforderlich ist, um das indikative nationale Ziel oder gegebenenfalls das vorläufige indikative nationale Ziel gemäß Artikel 19f auf kosteneffiziente Weise zu erreichen,
- b) müssen sich auf neue Investitionen in Ressourcen für nichtfossile Flexibilität wie Laststeuerung und Energiespeicherung beschränken,
- c) müssen darauf abzielen, Standortkriterien zu berücksichtigen, damit Investitionen in neue Kapazitäten an optimalen Standorten getätigt werden,
- d) dürfen nicht mit der Aufnahme der Stromerzeugung aus fossilen Quellen hinter dem Messpunkt verbunden sein,
- e) müssen für die Auswahl der Kapazitätsanbieter ein offenes, transparentes, wettbewerbliches, freiwilliges, diskriminierungsfreies und kosteneffizientes Verfahren vorsehen,
- f) müssen unangemessene Verzerrungen einer effizienten Funktionsweise von Elektrizitätsmärkten, einschließlich der Aufrechterhaltung von Anreizen für einen effizienten Betrieb und von Preissignalen, und den Einfluss von Preisschwankungen und Marktrisiken verhindern,
- g) müssen Anreize für die marktbasierende und marktorientierte Integration in die Elektrizitätsmärkte setzen, wobei unnötige Wettbewerbsverzerrungen auf den Elektrizitätsmärkten zu vermeiden und etwaige Systemintegrationskosten, Netzengpässe und die Netzstabilität zu berücksichtigen sind,
- h) müssen hinsichtlich der aktivierten Energie einen Mindestumfang der Teilnahme an den Elektrizitätsmärkten vorsehen, der den technischen Merkmalen der Anlage, die die Flexibilität schafft, Rechnung trägt,
- i) müssen angemessene Sanktionen gegen Kapazitätsanbieter vorsehen, die den unter Buchstabe h genannten Mindestumfang der Teilnahme an den Elektrizitätsmärkten nicht einhalten oder die unter Buchstabe f genannten Anreize für einen effizienten Betrieb oder Preissignale nicht beachten,
- j) müssen die Öffnung für die grenzüberschreitende Teilnahme derjenigen Ressourcen fördern, die in der Lage sind, die erforderliche technische Leistung zu erbringen, wenn eine Kosten-Nutzen-Analyse positiv ausfällt.

(*) Abl. L 282 vom 19.10.2016, S. 4.“

10. Artikel 21 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 erhält folgende Fassung:

„(1) Die Mitgliedstaaten können während der Umsetzung der in Artikel 20 Absatz 3 dieser Verordnung genannten Maßnahmen gemäß Artikel 107, 108 und 109 AEUV Kapazitätsmechanismen einführen.“

b) Absatz 7 wird gestrichen.

c) Absatz 8 erhält folgende Fassung:

„(8) Kapazitätsmechanismen werden von der Kommission für einen Zeitraum von höchstens zehn Jahren genehmigt. Auf der Grundlage des Umsetzungsplans gemäß Artikel 20 Absatz 3 wird die gebundene Kapazität reduziert. Die Mitgliedstaaten wenden den Umsetzungsplan auch nach Einführung des Kapazitätsmechanismus weiter an.“

11. Artikel 22 Absatz 1 Buchstabe a wird gestrichen.

12. Artikel 37 Absatz 1 Buchstabe a erhält folgende Fassung:

„a) Durchführung der koordinierten Kapazitätsberechnung im Einklang mit den Methoden der in der Verordnung (EU) 2016/1719 festgelegten Leitlinien für die Vergabe langfristiger Kapazität, der in der Verordnung (EU) 2015/1222 festgelegten Leitlinien für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement und der in der Verordnung (EU) 2017/2195 eingeführten Leitlinien für den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem,“

13. In Artikel 50 wird folgender Absatz eingefügt:

„(4a) Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen in transparenter Weise klare Informationen über die für neue Anschlüsse in ihren Betriebsgebieten verfügbare Kapazität, wobei diese Informationen eine hohe räumliche Granularität aufweisen, unter Wahrung der öffentlichen Sicherheit und der Vertraulichkeit der Daten übermittelt werden und Angaben zu der Kapazität, für die Anschlussanträge gestellt wurden, und zur Möglichkeit flexibler Anschlüsse in Engpassgebieten enthalten. Die Veröffentlichung enthält Informationen über die Kriterien, die der Berechnung der für neue Anschlüsse verfügbaren Kapazität zugrunde gelegt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber aktualisieren diese Informationen regelmäßig, mindestens jedoch monatlich.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellen den Netznutzern auf transparente Weise klare Informationen über den Status und die Bearbeitung ihrer Netzanschlussanträge, einschließlich gegebenenfalls Informationen über flexible Netzanschlussverträge, bereit. Sie übermitteln diese Informationen innerhalb von drei Monaten ab der Antragstellung. Wird der beantragte Anschluss weder gewährt noch endgültig verweigert, übermitteln Übertragungsnetzbetreiber regelmäßig, mindestens jedoch vierteljährlich, aktualisierte Informationen zu dem Anschlussantrag.“

14. In Artikel 57 wird folgender Absatz angefügt:

„(3) Die Verteilernetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber arbeiten zusammen, um übereinstimmende Informationen über die für neue Anschlüsse in ihren jeweiligen Betriebsgebieten verfügbare Kapazität in kohärenter Weise zu veröffentlichen, die den Entwicklern neuer Energieprojekte und anderen potenziellen Netznutzern ausreichend granulare Visibilität verschaffen.“

15. Artikel 59 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 Buchstabe b erhält folgende Fassung:

„b) Regeln für Kapazitätsvergabe und Engpassmanagement gemäß den Artikeln 7 bis 10, 13 bis 17, 19 und 35 bis 37 dieser Verordnung sowie Artikel 6 der Richtlinie (EU) 2019/944, darunter Regeln für Methoden und Verfahren zur Berechnung der Day-Ahead-, Intraday- und langfristigen Kapazität, Netzmodelle, Gebotszonenkonfiguration, Redispatch und Countertrading, Handelsalgorithmen, einheitliche Day-Ahead- und Intraday-Marktkopplung, verschiedene Governance-Optionen, Verbindlichkeit der vergebenen zonenübergreifenden Kapazität, Verteilung der Engpasserlöse, Einzelheiten und spezifischen Merkmale der in Artikel 9 Absatz 3 dieser Verordnung genannten Instrumente unter Bezugnahme auf die in den Absätzen 4 und 5 des genannten Artikels aufgeführten Elemente, Vergabemöglichkeiten und Erleichterung des Handels im Zusammenhang mit langfristigen finanziellen Übertragungsrechten durch die zentrale Vergabeplattform und Häufigkeit der Vergabe, Laufzeiten und spezifische Art dieser langfristigen Übertragungsrechte, Risikoabsicherung bei zonenübergreifender Übertragung, Nominierungsverfahren sowie Deckung der Kosten der Kapazitätsvergabe und des Engpassmanagements und die Methode für den Ausgleich für Betreiber von Offshore-Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen;“

b) Absatz 2 Buchstabe a erhält folgende Fassung:

„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 und andere Netznutzer, Netzanschlussbestimmungen für Hochspannungsgleichstromübertragungssysteme (HGÜ-Systeme), Bestimmungen für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung und erzeugungsseitige HGÜ-Stromrichterstationen sowie Betriebslaubnisverfahren für den Netzanschluss;“.

16. In Artikel 64 werden die folgenden Absätze eingefügt:

„(2a) Abweichend von Artikel 6 Absätze 9, 10 und 11 können Estland, Lettland und Litauen bis zu fünf Jahre vor der Bereitstellung der Regelleistung Regelleistungsverträge schließen. Die Laufzeit dieser Verträge ist auf acht Jahre nach dem Anschluss Estlands, Lettlands und Litauens an das Synchrongebiet Kontinentaleuropa beschränkt.

Die Regulierungsbehörden Estlands, Lettlands und Litauens können ihren Übertragungsnetzbetreibern gestatten, für bis zu sechs Monate nach dem Tag, an dem das ko-optimierte Zuweisungsverfahren gemäß Artikel 38 Absatz 3 der Verordnung (EU) 2017/2195 vollständig umgesetzt und in Betrieb ist, ohne Mengenbeschränkungen grenzüberschreitende Kapazität nach einem marktbasiereten Verfahren gemäß Artikel 41 der genannten Verordnung zu vergeben.

(2b) Abweichend von Artikel 22 Absatz 4 Buchstabe b können die Mitgliedstaaten beantragen, dass für eine Erzeugungskapazität, die vor dem 4. Juli 2019 die kommerzielle Erzeugung aufgenommen hat und die Emissionen von mehr als 550 g CO₂ aus fossilen Brennstoffen je kWh Elektrizität und mehr als 350 g CO₂ aus fossilen Brennstoffen im Jahresdurchschnitt je installierte kWe ausstößt, unter Vorbehalt der Einhaltung der Artikel 107 und 108 AEUV ausnahmsweise im Rahmen eines Kapazitätsmechanismus, der von der Kommission vor dem 4. Juli 2019 gebilligt wurde, Zahlungen getätigt werden dürfen bzw. ihr gegenüber Verpflichtungen für künftige Zahlungen nach dem 1. Juli 2025 eingegangen werden dürfen.

(2c) Die Kommission bewertet die Auswirkungen des in Absatz 2b genannten Antrags hinsichtlich der Treibhausgasemissionen. Die Kommission kann die Freistellung nach Prüfung des in Absatz 2d genannten Berichts gewähren, sofern die folgenden Bedingungen erfüllt sind:

- a) Der Mitgliedstaat hat am oder nach dem 4. Juli 2019 ein wettbewerbliches Angebotsverfahren gemäß Artikel 22 und für einen Lieferzeitraum nach dem 1. Juli 2025 durchgeführt, mit dem die Beteiligung von Kapazitätsanbietern, die die Anforderungen des Artikels 22 Absatz 4 erfüllen, maximiert werden soll;
- b) die Menge der im Rahmen des wettbewerblichen Angebotsverfahrens gemäß Buchstabe a des vorliegenden Absatzes angebotenen Kapazität ist nicht ausreichend, um die gemäß Artikel 20 Absatz 1 ermittelten Bedenken bezüglich der Angemessenheit für den von diesem Angebotsverfahren abgedeckten Lieferzeitraum auszuräumen;
- c) für die Erzeugungskapazität, die Emissionen von mehr als 550 g CO₂ aus fossilen Brennstoffen je kWh Elektrizität ausstößt, werden Zahlungen getätigt oder es werden ihr gegenüber Verpflichtungen für künftige Zahlungen für einen Zeitraum von höchstens einem Jahr und für einen Lieferzeitraum, der nicht die Dauer der Freistellung überschreitet, eingegangen, und sie wird durch ein zusätzliches Beschaffungsverfahren beschafft, das allen Anforderungen des Artikels 22 mit Ausnahme der Anforderungen in Absatz 4 Buchstabe b des genannten Artikels genügt und ausschließlich die Kapazität betrifft, die erforderlich ist, um die unter Buchstabe b des vorliegenden Absatzes genannten ermittelten Bedenken bezüglich der Angemessenheit auszuräumen.

Die Freistellung gemäß diesem Absatz kann bis zum 31. Dezember 2028 angewandt werden, sofern die darin festgelegten Bedingungen während der gesamten Dauer der Freistellung erfüllt sind.

(2d) Dem Antrag auf Freistellung gemäß Absatz 2b ist ein Bericht des Mitgliedstaats beizufügen, der Folgendes enthält:

- a) eine Bewertung der Auswirkungen der Freistellung hinsichtlich der Treibhausgasemissionen und auf den Übergang zu erneuerbarer Energie, mehr Flexibilität, Energiespeicherung, Elektromobilität und Laststeuerung;
- b) einen Plan mit Etappenzielen für die Abkehr von der Beteiligung der in Absatz 2 genannten Erzeugungskapazität an Kapazitätsmechanismen bis zum Ablauf der Freistellung, einschließlich eines Plans zur Beschaffung der erforderlichen Ersatzkapazität im Einklang mit dem indikativen nationalen Zielpfad für den Gesamtanteil erneuerbarer Energie und einer Bewertung der Investitionshemmnisse, die dazu führen, dass in dem unter Buchstabe a des Absatzes 2c genannten wettbewerblichen Angebotsverfahren nicht genügend Gebote abgegeben werden.“

17. Artikel 69 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 2 erhält folgende Fassung:

„(2) Bis zum 30. Juni 2026 prüft die Kommission diese Verordnung und legt dem Europäischen Parlament und dem Rat aufgrund dieser Überprüfung einen ausführlichen Bericht, gegebenenfalls unter Beifügung von Legislativvorschlägen, vor.

In dem Bericht der Kommission wird unter anderem Folgendes bewertet:

- a) die Wirksamkeit der derzeitigen Struktur und Funktionsweise der Kurzfriststrommärkte, auch in Krisen und Notfallsituationen, und ganz allgemein die potenziellen Effizienzmängel in Bezug auf den Elektrizitätsbinnenmarkt und die verschiedenen Optionen für die Einführung möglicher Abhilfemaßnahmen und Instrumente, die in Krisen- oder Notfallsituationen angesichts der Erfahrungen auf internationaler Ebene und der Veränderungen und neuen Entwicklungen auf dem Elektrizitätsbinnenmarkt anzuwenden sind;
- b) die Eignung des derzeitigen Rechts- und Finanzierungsrahmens der Union für Verteilernetze zur Erreichung der Ziele der Union in Bezug auf erneuerbare Energie und den Energiebinnenmarkt;
- c) gemäß Artikel 19a das Potenzial und die Tragfähigkeit der Einrichtung einer oder mehrerer Marktplattformen der Union für Strombezugsverträge, die auf freiwilliger Basis genutzt werden können, einschließlich der Interaktion dieser potenziellen Plattformen mit anderen bestehenden Elektrizitätsmarktplattformen und der Bündelung der Nachfrage nach Strombezugsverträge durch Aggregation.“

b) Folgender Absatz wird angefügt:

„(3) Bis zum 17. Januar 2025 legt die Kommission dem Europäischen Parlament und dem Rat einen detaillierten Bericht vor, in dem bewertet wird, welche Möglichkeiten zur Straffung und Vereinfachung des Verfahrens für die Anwendung eines Kapazitätsmechanismus gemäß Kapitel IV bestehen, damit Bedenken bezüglich der Angemessenheit durch die Mitgliedstaaten zeitnah ausgeräumt werden können. Die Kommission fordert ACER in diesem Zusammenhang auf, die Methode für die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene gemäß Artikel 23 im Einklang mit Artikeln 23 und 27 zu ändern.

Bis zum 17. April 2025 unterbreitet die Kommission nach Abstimmung mit den Mitgliedstaaten gegebenenfalls Vorschläge zur Vereinfachung des Verfahrens zur Bewertung von Kapazitätsmechanismen.“

18. Folgender Artikel wird eingefügt:

„Artikel 69a

Wechselwirkungen mit den Finanzrechtsakten der Union

Diese Verordnung berührt nicht die Anwendung der Verordnungen (EU) Nr. 648/2012 und (EU) Nr. 600/2014 und der Richtlinie 2014/65/EU in Bezug auf Tätigkeiten von Marktteilnehmern oder Marktbetreibern, die Finanzinstrumente im Sinne von Artikel 4 Absatz 1 Nummer 15 der Richtlinie 2014/65/EU betreffen.“

19. In Anhang I erhält Nummer 1.2 folgende Fassung:

„1.2. Die koordinierte Kapazitätsberechnung erfolgt für alle Zeitbereiche der Kapazitätsvergabe.“

Artikel 3

Inkrafttreten

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

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

Geschehen zu Brüssel am 13. Juni 2024.

Im Namen des Europäischen Parlaments

Die Präsidentin

R. METSOLA

Im Namen des Rates

Die Präsidentin

H. LAHBIB