



EUROPÄISCHE
KOMMISSION

Brüssel, den 18.10.2021
C(2021) 7393 final

STELLUNGNAHME DER KOMMISSION

vom 18.10.2021

**gemäß Artikel 20 Absatz 5 der Verordnung (EU) 2019/943 zum Umsetzungsplan
Deutschlands**

(NUR DER DEUTSCHE TEXT IST VERBINDLICH)

STELLUNGNAHME DER KOMMISSION

vom 18.10.2021

gemäß Artikel 20 Absatz 5 der Verordnung (EU) 2019/943 zum Umsetzungsplan Deutschlands

(NUR DER DEUTSCHE TEXT IST VERBINDLICH)

I. VERFAHREN

Am 17. Juni 2021 legte das deutsche Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) einen gemäß Artikel 20 Absatz 3 der Verordnung (EU) 2019/943¹ entwickelten Umsetzungsplan für Deutschland vor. Im Einklang mit Artikel 20 Absatz 3 der Verordnung (EU) 2019/943 müssen Mitgliedstaaten, bei denen Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit der Ressourcen bestehen, in einem Umsetzungsplan Maßnahmen sowie einen Zeitplan zur Beseitigung von regulatorischen Verzerrungen oder Fällen von Marktversagen auf ihren Märkten festlegen.

Wie in der einschlägigen Leitlinie der Kommission² dargelegt, spiegelt diese Anforderung die Erkenntnis wider, dass Märkte die richtige Menge und Art von Kapazität zur Deckung der Nachfrage bereitstellen können, wenn sie gut konzipiert, frei von regulatorischen Verzerrungen und ausreichend an die Hauptstromnetze der EU angebunden sind. Kapazitätsmechanismen sollten nur eingeführt werden, um verbleibende Bedenken zu beheben, d. h. um Probleme oder Gegebenheiten anzugehen, die nicht durch Marktreformen behoben werden können. Sobald die verbleibenden Bedenken behoben sind und Marktreformen greifen, dürften Probleme in Bezug auf die Angemessenheit der Ressourcen zurückgehen und letztlich verschwinden. Um dies zu erreichen, müssen wirksame und zuverlässige Maßnahmen zur Beseitigung der Verzerrungen und zur Reform der Märkte sowohl für Investoren als auch für alle anderen Marktteilnehmer konzipiert werden.

Am 14. Juli 2021 übermittelte das BMWi per E-Mail weitere Angaben hinsichtlich einer bestehenden oder fehlenden Preisauswirkung des Redispatch.

Am 20. Oktober 2021 sandten die Kommissionsdienststellen einen Fragenkatalog an das BMWi, um weitere Angaben bezüglich verschiedener Elemente des deutschen Strommarktes sowie des Kapazitätsmechanismus einzuholen.

Nach einem Telefonat am 29. Juli 2021, in dem erste Punkte erläutert wurden, übermittelte das BMWi seine Antworten am 13. August 2021 per E-Mail.

¹ 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).

² https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/market_reform_plan_guidance_final.pdf

Gemäß Artikel 20 Absatz 5 der Verordnung (EU) 2019/943 muss die Kommission in einer Stellungnahme darlegen, ob die vorgeschlagenen Maßnahmen und der Zeitplan für ihre Annahme ausreichen, um die regulatorischen Verzerrungen oder Fälle von Marktversagen zu beseitigen.

II. BESCHREIBUNG DES UMSETZUNGSPLANS

Deutschland hat den Umsetzungsplan im Hinblick auf die Beschaffungsverfahren für die Kapazitätsreserve gemäß § 13e des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) vorgelegt. Der deutsche Umsetzungsplan enthält eine gute Übersicht über den deutschen Elektrizitätsmarkt sowie über aktuelle Entwicklungen auf nationaler, regionaler und europäischer Ebene. Zudem beinhaltet er Informationen in Bezug auf die Kapazitätsreserve.

In seinem Umsetzungsplan schlägt Deutschland insbesondere folgende Maßnahmen vor:

1. Allgemeine Bedingungen für den Großhandelsmarkt

Aus dem Plan geht hervor, dass Deutschland über gut funktionierende Intraday- und Day-Ahead-Märkte im Elektrizitätssektor verfügt, die allen Marktteilnehmern diskriminierungsfreien Zugang gewähren. Ferner wird im Plan die hohe Liquidität in der einheitlichen deutsch-luxemburgischen Gebotszone hervorgehoben.

Auf europäischer Ebene werden mit dem Plan eine stärkere grenzüberschreitende Koordination in Fällen von Lastunterdeckung sowie die Marktintegration unterstützt.

Im Plan wird eine Vielzahl von politischen Entscheidungen beschrieben, die laut dem Plan Auswirkungen auf den Strompreis haben können. Hierzu gehören:

- der Ausstieg aus der Kernkraft bis Ende 2022,
- der Ausstieg aus der Kohleenergie bis spätestens Ende 2038,
- die Förderung erneuerbarer Energien gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG),
- die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung gemäß dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG).

Im Plan wird argumentiert, dass die folgenden Maßnahmen keine Auswirkungen auf die Großhandelsstrompreise haben:

- die Netzreserve gemäß § 13d EnWG,
- die Kapazitätsreserve gemäß § 13e EnWG,
- die Überführung von Braunkohle-Kraftwerksblöcken in die Sicherheitsbereitschaft gemäß § 13g EnWG.

Hinsichtlich der zweiten Gruppe von Maßnahmen wird im Plan festgestellt, dass sie die jeweiligen Stromerzeugungsanlagen außerhalb des Marktes halten, weshalb eine direkte Auswirkung auf die Strompreise der Reserven ausbleibt. Dies schließt die Aktivierung der Kapazitätsreserve nur dann ein, wenn alle marktbasieren Maßnahmen, einschließlich Intraday-Handel und Regelarbeit, ausgeschöpft wurden. Die deutschen Behörden erklärten, dass die oben aufgeführten Reserven Test- und Hochfahrzeiten umfassen, dass jedoch der in diesen Zeiträumen erzeugte Strom durch einen abwärts gerichteten Redispatch anderer

Kraftwerke kompensiert wird, was einen Ausgleich der Marktauswirkungen zur Folge hat. Zudem gaben die deutschen Behörden an, dass die Netzreserve gegenüber dem Redispatch, einschließlich des grenzüberschreitenden Redispatch und des Countertrading, subsidiär eingesetzt werden soll. Dazu sind laut den Behörden weitere Verbesserungen in der Praxis erforderlich.

Im Plan wird darüber hinaus erläutert, dass ein Redispatch unter Einsatz von Kraftwerken, die auf dem Markt operieren, keine Marktauswirkung hat, da Betreiber auf Kostenbasis kompensiert werden.

Ferner wird im Plan dargelegt, dass Deutschland beabsichtigt, 70 % der Kapazität auf den Verbindungsleitungen für die grenzüberschreitende Marktkopplung zur Verfügung zu stellen, um sowohl den in Artikel 15 und 16 Absatz 8 der Verordnung (EU) 2019/943 beschriebenen Anforderungen nachzukommen als auch die Marktintegration für erneuerbare Energien zu fördern, den Wettbewerb zu steigern und Lieferpreise zu reduzieren.

Die letztgenannte Maßnahme ist die einzige, die im Abschnitt über den Großhandelsmarkt des Plans genannt wird.

Im Plan wird bestätigt, dass es auf den Day-Ahead- und Intraday-Märkten von den technischen Grenzen, die derzeit im Rahmen der einheitlichen europäischen Day-Ahead- und Intraday-Kopplung gemäß Artikel 41 Absatz 1 und Artikel 54 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement³ gelten, keine formellen oder informellen Preisobergrenzen oder Preisuntergrenzen gibt und dass keine anderen Maßnahmen bestehen, die eine freie Preisbildung verhindern.

2. Regelreservemärkte

Im Plan wird die Funktionsweise des deutschen Regelleistungs- und Regelarbeitsmarktes beschrieben. Seit dem 2. November 2020 werden Regelleistung und Regelarbeit für manuelle und automatische Frequenzwiederherstellungsreserven (aFRR und mFRR) getrennt ausgeschrieben. Sowohl Regelleistung als auch Regelarbeit werden täglich in sechs Produktzeitscheiben zu je vier Stunden ausgeschrieben, wobei der Markt eine Stunde vor Beginn der jeweiligen Produktzeitscheibe schließt. Dies wird gemäß der Verordnung (EU) 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem⁴ geändert, sodass die Beschaffung von Regelarbeit täglich in 96 Slots zu je 15 Minuten abläuft.

Sogenannte „free bids“, also Gebote von präqualifizierten RegelenergieDienstleistern, die zuvor nicht am Regelleistungsmarkt teilgenommen haben, werden zugelassen.

³ 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)

⁴ 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).

Die Regelarbeitskosten werden von den Bilanzkreisverantwortlichen getragen, die eine Bilanzkreisabweichung aufweisen, während die Regelleistungskosten über die Netztarife vergesellschaftet werden.

Der Regelarbeitspreis muss mindestens genauso hoch sein wie der definierte Intraday-Preis. Dadurch soll sichergestellt werden, dass es bei keinem Marktteilnehmer zu Bilanzkreisabweichungen kommt. Sobald für den deutschen Netzregelverbund 80 % der vorgehaltenen Regelleistung erreicht wird, wird eine Knappheitskomponente aufgeschlagen, um in Situationen mit hohen Bilanzkreisabweichungen das Gleichgewicht zu wahren.

Nach Einführung separater Auktionen für Regelleistung und Regelarbeit sind die Regelarbeitspreise stark angestiegen. So wurde die damalige Gebotsobergrenze von 99 999 EUR/MWh⁵ regelmäßig erreicht. In der Folge wurde die Gebotsobergrenze des Regelarbeitsmarktes am 19. Januar auf 9999 EUR/MWh gesenkt. Aus dem Plan geht hervor, dass ein möglicher Grund dafür ein struktureller Nachteil der „free bids“ sei, die die Kosten für die Aufrechterhaltung der Regelleistung in den Preis ihrer Regelarbeitsgebote einpreisen müssten. Dementsprechend wurden keine „free bids“ abgegeben. Ein weiterer Grund, der im Plan angeführt wurde, ist die für Marktteilnehmer attraktivere Teilnahme am technisch weniger anspruchsvollen, jedoch liquideren Intraday-Markt im Gegensatz zur Teilnahme am Regelarbeitsmarkt.

In ihrer Antwort auf den Fragenkatalog der Kommission erklären die deutschen Behörden, dass zwar eine beträchtliche Anzahl von Marktteilnehmern für die Regelreservemärkte in Deutschland präqualifiziert sei, der Marktanteil der vier größten Anbieter auf dem *Regelarbeitsmarkt* jedoch sehr groß sei (je nach Produkt zwischen 50 und 90 %).

Laut dem Plan setzen die deutschen Behörden und Netzbetreiber die Untersuchung des Problems fort, möchten jedoch vor der für 2022 geplanten Inbetriebnahme der europäischen Plattformen für den Austausch von Regelarbeit für aFRR und mFRR (PICASSO- und MARI-Plattformen) keine Maßnahmen zur Änderung der Ausgestaltung ergreifen.

3. Laststeuerung

Deutschland erklärt, dass Laststeuerung am Großhandelsmarkt sowohl individuell als auch über Aggregatoren erfolgen kann, sofern die dafür vorgesehenen Voraussetzungen erfüllt werden (z. B. Präqualifikationen für Regelreservemärkte). Im Plan erläutern die deutschen Behörden, dass sich Laststeuerung grundsätzlich im Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsoptionen wie beispielsweise Stromspeicherung und flexibler Erzeugung auf Grundlage von Preissignalen befinden soll. Aus dem Plan geht hervor, dass Flexibilität in Deutschland bisher fast ausschließlich durch Erzeugungsanlagen und Pumpspeicherung

⁵ Diese Grenze wird im Plan als „technische Gebotsobergrenze“ bezeichnet. Es ist jedoch anzumerken, dass diese Grenze im Gegensatz zu den technischen Gebotsgrenzen auf den Day-Ahead- und Intraday-Märkten auf rein nationaler Ebene festgelegt und nicht erhöht wird, sobald sie erreicht oder voraussichtlich erreicht wird.

gewährleistet wurde, dass sich dies jedoch mit der laufenden Energiewende ändern wird. Erbringen Verbraucher Regelenergieleistungen in einem anderen Bilanzkreis als dem ihres Lieferanten, sind sie zur Zahlung eines Entgelts verpflichtet, wodurch der Lieferant so gestellt wird, als ob die Regelenergieleistung nicht erbracht worden wäre. Geplant ist, diese Regelung auf andere Flexibilitätsdienstleistungen auszuweiten, bei denen Verbraucher ihren Verbrauch anpassen können.

Der Plan sieht auch vor, dass große gewerbliche und industrielle Verbraucher unter bestimmten Bedingungen in den Genuss reduzierter Netzentgelte kommen können. In § 19 Absatz 2 Satz 1 und 2 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) sind die Voraussetzungen für die Gewährung von Netzentgeltreduktion geregelt. Gemäß § 19 Absatz 2 Satz 1 StromNEV haben Letztverbraucher das Recht auf ein reduziertes, individuelles Netzentgelt, wenn offensichtlich ist, dass der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht. Der Plan sieht jedoch vor, dass diese Verbraucher *„ihren Verbrauch in erster Linie auf den Erhalt der Netzentgeltreduktion durch netzdienliches Verhalten ausrichten“* müssen.

Der kostenbasierte Redispatch ist laut Plan nicht dafür geeignet, Laststeuerung in das Engpassmanagement zu integrieren. Deutschland argumentiert, dass ein marktbasierter Redispatch, der grundsätzlich auch in Artikel 13 und 32 der Verordnung (EU) 2019/943 vorgesehen ist, ein sogenanntes „Inc-Dec-Gaming“ ermöglichen würde, d. h. ein strategisches Gebotsverhalten, das zu verstärkten Engpässen führt, für deren Behebung der Regelenergieleistungen bezahlt werden würde. Die deutschen Behörden geben an, dass sie an Möglichkeiten arbeiten, Laststeuerung in das Engpassmanagement zu integrieren und gleichzeitig das Risiko des Inc-Dec-Gaming zu vermeiden.

Deutschland gibt im Plan an, dass intelligente Messsysteme dazu beitragen, *„dass das Stromverteilsnetz besser ausgelastet wird“* und sie *„die Einführung von Stromlieferverträgen mit dynamischen Tarifen, welche wiederum Voraussetzung für eine Flexibilisierung der Nachfrage und DSR sind“*, unterstützen, und setzt daher die Einführung gezielt fort. Aufbauend auf einer früheren Einführung von Messsystemen in kleinem Maßstab wird Deutschland innerhalb von acht Jahren ab dem 24. Februar 2020 und ab dem Zeitpunkt der Ausstellung der *„Markterklärung“*⁶ des BSI alle Letztverbraucher mit einem durchschnittlichen Jahresverbrauch zwischen 6000 und 100 000 kWh mit intelligenten Messsystemen ausstatten. Dieses Segment umfasst 2,1 Millionen Messlokationen, also 5 % aller Verbrauchsstellen (Haushalte, Geschäftskunden, Industriekunden). Zwischenziel ist es, innerhalb von drei Jahren (Anfang 2023) 10 % der Verbrauchsstellen zu erreichen. Gesetzliche Verpflichtungen zum Einbau intelligenter Messsysteme bestehen auch für andere Gruppen, z. B. für Erzeuger erneuerbarer Energien oder flexible Verbraucher. Allerdings muss der Rollout in diesen Kategorien noch durch eine *„Markterklärung“* ausgelöst werden.

⁶ Voraussetzung dafür ist die Zertifizierung des ersten Smart Meter Gateways durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, die im Dezember 2018 erfolgte.

Der Fortschritt des laufenden selektiven Rollouts wurde vor Kurzem durch einen Beschluss des Oberverwaltungsgerichtes, mit dem die Einbaupflicht (für den Kläger) einstweilen ausgesetzt wurde, unterbrochen⁷. Um dieser Herausforderung gerecht zu werden, wurde, wie von den deutschen Behörden⁸ angemerkt, aber nicht weiter ausgeführt, ein Maßnahmenpaket geschmürt (welches am 27. Juli 2021 in Kraft trat), das aus legislativen Anpassungen und Verbesserungen des Verwaltungsverfahrens besteht. Die Behörden versprechen sich davon mehr Rechtssicherheit und eine Beschleunigung des Rollouts. Es wurde weder eine Analyse zu den Auswirkungen dieser Entwicklung auf das Rollout-Programm, noch zu den Auswirkungen auf die breitere Einführung von Lieferverträgen mit dynamischen Tarifen und Anreizen zur Lastanpassung vorgelegt, für die, wie im Plan vermerkt, „*Smart Meter eine technische Voraussetzung*“ sind.

Dementsprechend können Letztverbraucher dank intelligenter Messsysteme, die mit den richtigen Funktionen ausgestattet sind und unter anderem eine häufige Kommunikation und einen häufigen Datenfluss – bei den derzeit in Deutschland zertifizierten Messgeräten mindestens in 15-Minuten-Intervallen – unterstützen, „*ihren Stromverbrauch beziehungsweise die Einspeisung ihres Stroms besser und komfortabler managen und von neuen Tarifen profitieren*“. Wie im Plan erwähnt, sind Lieferverträge mit dynamischer Preisgestaltung, die z. B. den Preis auf dem Day-Ahead-Markt widerspiegeln, derzeit nur bei zwei Anbietern erhältlich. In ihrer Antwort auf den Fragenkatalog der Kommission weisen die deutschen Behörden auf die „*gesetzliche Verankerung des Anspruchs von Endkunden mit einem intelligenten Messsystem auf Angebot eines Vertrags mit dynamischem Stromtarif*“ hin. Die Behörden gestehen jedoch ein, dass sich aus dem aktuellen „*Stand des Rollouts [...] zur Entwicklung von dynamischen Tarifen noch keine Vorhersage ableiten*“ lässt.

4. Endkundenmärkte: Regulierte Preise

Deutschland gibt an, dass keine Strompreisregulierung Anwendung findet.

5. Verbindungsleitungen und Engpassmanagement

Im Plan wird die Bedeutung der Erweiterung der deutschen internen Stromübertragungsnetze sowie der Verbindungsleitungen zu den benachbarten Mitgliedstaaten für den europäischen Elektrizitätsmarkt anerkannt. Deutschland ist dem Plan zufolge stark mit seinen Nachbarstaaten vernetzt und plant zudem weitere Vorhaben für Verbindungsleitungen. 14 der Vorhaben für Verbindungsleitungen sind gesetzlich verankert, wobei eine Vielzahl der Projekte Vorhaben von gemeinsamem Interesse gemäß der Verordnung (EU) 347/2013⁹ zu

⁷ Mit einem Eilbeschluss (Aktenzeichen 21 B 1162/20) vom 4. März 2021 hat das Oberverwaltungsgericht Münster die Vollziehbarkeit der Markterklärung des BSI sowie die Einbaupflicht für intelligente Messsysteme für die Kläger einstweilen gestoppt. Die Hauptverhandlungen vor dem Verwaltungsgericht Köln stehen noch aus.

⁸ Deutschlands Antwort auf den Fragenkatalog der Kommission vom 13. August 2021.

⁹ Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur (ABl. L 115 vom 25.4.2013, S. 39).

Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur sind. Die deutschen Behörden sind zuversichtlich, dass der derzeit geplante und durchgeführte Bau der Verbindungsleitungen ausreichen wird, um die in der Verordnung (EU) 2018/1999¹⁰ über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz festgelegten Maßnahmen zur Erreichung des Stromverbundgrads bis 2030 im Hinblick auf die Höchstlast sowie auf die installierte Erzeugungskapazität aus erneuerbaren Energien zu erfüllen. Mehrere Tausend Leistungskilometer an Land sowie Offshore-Anbindungen, sowohl AC als auch HVDC, wurden in Deutschland genehmigt. Derzeit befinden sich mehrere Tausend Leistungskilometer in Planung oder werden bereits verlegt. Zusätzlich zu dem 7500 Kilometer langen Ausbau des Hochspannungsnetzes kamen mit der jüngsten Novellierung des Bundesbedarfsplangesetzes weitere 3500 km hinzu, um dem revidierten Ziel Rechnung zu tragen, bis zum Jahr 2030 einen Anteil von bis zu 65 % erneuerbarer Energien am Bruttoendstromverbrauch in Deutschland zu erreichen sowie den Ausbau des europäischen Stromhandels zu ermöglichen.

Die Änderungen am Planungsgesetz haben ebenfalls zum Ziel, Planungs- und Genehmigungsverfahren beim Netzausbau zu beschleunigen, z. B. durch Vereinfachungen bei der Verlegung von Leerrohren neben Kabeln, was einen späteren Ausbau erleichtert, oder durch die Verkürzung von Einspruchsverfahren.

Darüber hinaus wollen deutsche Netzbetreiber die nutzbare Übertragungskapazität durch den Einbau von Phasenschiebertransformatoren zur Steuerung der Stromflüsse und durch die Erhöhung des Anteils von Freileitungen, die lokal oder regional überwacht werden, erhöhen. Deutschland setzt sich zum Ziel, dass innerhalb von fünf Jahren 60 % aller Hochspannungsfreileitungen individuell überwacht werden. Ab 2030 ist der Einsatz sogenannter Netzbooster – großer Speichereinheiten, die der Stabilisierung der Netzwerke im Falle eines Leitungsausfalls dienen – geplant.

Das deutsche Netz weist strukturelle Engpässe im Landesinneren auf, vor allem zwischen dem Norden und dem Süden des Landes, wie aus dem Engpassbericht¹¹ hervorgeht, der 2019 gemäß Artikel 14 Absatz 7 der Verordnung (EU) 2019/943 von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern veröffentlicht wurde. Deutschland hat im Einklang mit Artikel 15 der Verordnung (EU) 2019/943 einen Aktionsplan erarbeitet, demgemäß Deutschland beabsichtigt, den marktzugänglichen Kapazitätsanteil mithilfe eines linearen Ansatzes bis Ende 2025 auf bis zu 70 % der Kapazität von kritischen Netzelementen zu erhöhen.

Gemäß der in Artikel 13 Absatz 3 der Verordnung (EU) 2019/943 aufgeführten Ausnahme ist der Redispatch in Deutschland kostenbasiert. Ein marktbasierter Redispatch kommt generell nicht zum Einsatz. Deutschland argumentiert, dass ein gewisser Grad von Redispatch hinsichtlich der Verringerung von Netzinvestitionen effizient ist.

¹⁰ 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 (ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 1).

¹¹ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK04/BK4_91>Weiteres/Engpassbericht/190704_4_UENB_Engpassbericht_final_BA.pdf?blob=publicationFile&v=3

Im Jahr 2019 wurden ca. 2,8 % der gesamten erneuerbaren Energieerzeugung in Deutschland abgeregelt und ca. 4 % der konventionellen Erzeugung unterlagen einem Redispatch.

Deutschland erachtet die Netzausbaumaßnahmen als ausreichend, um die Engpässe deutlich zu verringern, und betrachtet das derzeit erforderliche hohe Maß an Engpassmanagement als Übergangsphänomen (auch wenn das erklärte Ziel nicht darin besteht, ein Netz frei von internen Engpässen zu entwickeln, was als ineffizient angesehen würde). In ihrer Antwort auf den Fragenkatalog der Kommission geben die deutschen Behörden an, dass auf Basis des Netzentwicklungsplans ein Netz mit lediglich begrenzten internen Engpässen entwickelt werden kann. Der derzeit in Arbeit befindliche Netzentwicklungsplan wird bereits Projekte und Szenarien im Hinblick auf den Netzbedarf im Jahr 2035 enthalten.

Was neue Verbindungsprojekte anbelangt, so rechnet Deutschland damit, dass bis 2025 zwei neue Gleichstrom-Übertragungsleitungen in Betrieb genommen werden können (HansaPowerBridge zwischen Deutschland und Schweden mit einer bidirektionalen Kapazität von 700 MW und NeuConnect zwischen Deutschland und dem Drittland Vereinigtes Königreich mit einer bidirektionalen Kapazität von 1400 MW). Bis 2030 sollen insgesamt fünf neue Wechselstromverbindungen fertiggestellt werden (1000 MW bidirektionale Kapazität nach Luxemburg, 1500 MW und 300 MW bidirektionale Kapazität nach Frankreich, 2000 MW bidirektionale Kapazität nach Österreich und eine Verbindung mit 100 MW aus und 600 MW in Richtung des Drittlandes Schweiz).

Ferner werden ab dem 1. Oktober 2021 die Regelungen zur Einschränkung der erneuerbaren Energien (Einspeisemanagement, EinsMan) und zum Redispatch der konventionellen Erzeugung in einem Verfahren¹² zusammengeführt. Dies soll zudem alle Erzeugungseinrichtungen ab 100 kW (und kleiner, wenn sie vom Netzbetreiber verwaltet werden können) einschließen, während bisher nur Anlagen ab 10 MW betroffen waren.

Darüber hinaus geben die deutschen Behörden an, dass die jüngsten Reformen der Anreizregulierungsverordnung darauf abzielen, Übertragungsnetzbetreibern durch die Einführung eines Bonus-/Malus-Modells Anreize zur Verringerung des Redispatch-Bedarfs zu bieten, und dass die Einführung solcher Anreize für Verteilernetzbetreiber geplant ist.

Deutschland argumentiert, dass Förderregelungen für Erzeugungseinrichtungen, die erneuerbare Energien oder Kraft-Wärme-Kopplung nutzen, als Übergangsmaßnahme standortbezogene Elemente enthalten, die eine bessere Synchronisierung zwischen Netzausbau und Erzeugungsinvestitionen gewährleisten sollen. Im Plan wird zwar erwähnt, dass andere Möglichkeiten wie geografisch differenzierte Netzanschlussentgelte oder differenzierte Netznutzungsgebühren für Erzeugungseinrichtungen geprüft werden, jedoch diesbezüglich keine konkreten Maßnahmen vorgeschlagen werden können.

III. ANMERKUNGEN

Die Kommission hat die folgenden Anmerkungen zu dem vorgelegten Umsetzungsplan:

¹² Es wird davon ausgegangen, dass in der Vergangenheit Einschränkungen in EinsMan oft nicht durch Redispatch kompensiert wurden und somit zu Bilanzkreisabweichungen führten.

1. Großhandelsmärkte

Die Kommission begrüßt die detaillierte, zeitlich unterteilte Beschreibung der Funktionsweise der deutschen Großhandelsmärkte. Ebenso zu begrüßen ist, dass Deutschland die Bedeutung des grenzüberschreitenden Stromhandels für die Marktintegration erneuerbarer Energien, eine höhere Versorgungssicherheit und die Wettbewerbsfähigkeit anerkennt.

Die Kommission bedauert, dass der deutsche Plan keine detailliertere Analyse zu den Auswirkungen der verschiedenen politisch motivierten Markteingriffe auf die Preisbildung und damit letztlich auf das Fehlen von Marktsignalen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit enthält. Zweifelsohne dürfen viele Maßnahmen zur Erreichung politischer Ziele, wie beispielsweise der Ausstieg aus der Kernkraft und die Förderung erneuerbarer Energien, ergriffen werden. Nach europäischem Recht ist die Beibehaltung einer einzigen Gebotszone für ganz Deutschland zulässig, sofern die in den Artikeln 14 bis 16 der Verordnung (EU) 2019/943 festgelegten Anforderungen erfüllt werden.

Solche Maßnahmen haben jedoch Auswirkungen auf Marktpreise und Investitionen. Sollten derartige Eingriffe zu einem Mangel an marktorientierten Investitionen im Bereich der Erzeugung führen, könnten sie eine Grundlage für die Einführung von Kapazitätsmechanismen wie der deutschen Kapazitätsreserve bilden. Ist dies der Fall, ist es aufgrund des Ziels des Umsetzungsplans gemäß Artikel 20 der Verordnung (EU) 2019/943 erforderlich, Maßnahmen, die in die Funktionsweise des Marktes eingreifen, als solche anzuerkennen, und – sofern sie aus gerechtfertigten politischen Gründen erforderlich sind – ist zu prüfen, ob Mittel zur Verfügung stehen, die ihre Auswirkungen auf den Preis verringern.

Auf Grundlage der im Plan enthaltenen Informationen ist es nicht möglich, die einzelnen oder kombinierten Auswirkungen des Ausstiegs aus der Kernkraft und der Kohle, der Förderung der erneuerbaren Energien, der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung und der Beibehaltung einer großen Gebotszone mit internen strukturellen Engpässen auf die Großhandelspreise zu bestimmen. Da diese Maßnahmen in der Regel isoliert analysiert werden, bietet insbesondere der Umsetzungsplan die Möglichkeit, die kombinierten Auswirkungen dieser Maßnahmen auf den Markt zu analysieren. Ebenfalls wird im Plan nicht untersucht, ob es Maßnahmen gibt, die diese Auswirkungen verringern und damit möglicherweise die Notwendigkeit des Kapazitätsmechanismus reduzieren könnten und dabei gleichzeitig sicherstellen könnten, dass die politischen Ziele weiterhin erreicht werden. Dies betrifft sowohl die Gesamtpreisauswirkungen der Maßnahmen als auch die Auswirkungen auf die Investitionsanreize, die sich aus den in den Maßnahmen enthaltenen standortbezogenen Signalen ergeben.

Bei der Konsultation zum Umsetzungsplan haben Marktteilnehmer beispielsweise die Auswirkungen der Förderung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien zu negativen Preisen hervorgehoben, bei denen die negativen Preise während weniger als sechs Stunden auftreten.

Der Kommission ist bekannt, dass dieser Zeitraum im Rahmen des EEG 2021 auf vier Stunden verkürzt wurde. Wie in der Beihilferegelung des EEG 2021¹³ in Erwägungsgrund 530 dargelegt, planen die deutschen Behörden, auch die Auswirkungen dieses verkürzten Zeitraums zu untersuchen. In Anbetracht der Tatsache, dass das EEG 2021 erst kürzlich verabschiedet wurde, würde die Kommission es begrüßen, wenn eine solche Analyse oder ein klarer Zeitplan für die Durchführung einer solchen Analyse in den Umsetzungsplan aufgenommen würde. Die Antwort auf den Fragenkatalog der Kommission enthält bereits hilfreiche Informationen, die sinnvollerweise in den Plan integriert werden könnten.¹⁴ Insbesondere wird dargelegt, dass 123 von 211 Stunden mit negativen Preisen im Jahr 2019 (58 %) und 173 von 273 Stunden im Jahr 2020 (63 %) Teil eines Sechs-Stunden-Blocks waren und dass sich diese bei einer Vier-Stunden-Regel auf 155 Stunden (73 %) bzw. 221 Stunden (80 %) erhöht hätten. So würde bereits bei einer Vier-Stunden-Regelung die überwiegende Mehrheit der Stunden mit negativen Preisen nicht unter die Förderregelung fallen. Angesichts des relativ geringen Anteils an verbleibenden Stunden wäre es sinnvoll, die Einführung einer konsequenten Null-Stunden-Regel zu erörtern.

Da davon auszugehen ist, dass die erneuerbaren Energien in Zukunft das Rückgrat der deutschen und europäischen Stromversorgung bilden werden, sollte das Ziel darin bestehen, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zunehmend in die normale Funktionsweise des Marktes zu integrieren. Dazu gehören Anreize für Stromerzeuger, in Zeiten negativer Preise nicht zu produzieren, wodurch die Gesamtsystemkosten und die Kosten für Verbraucher gesenkt werden. Gleichzeitig zeigt dieselbe Studie (wie bereits in anderen Studien festgestellt), dass ein erheblicher Anteil der konventionellen Stromerzeugung auch in Stunden mit negativen Preisen stattfindet (wobei im Bereich der Kernenergie 75 %, im Bereich der Braunkohle 30 % und im Bereich der Steinkohle 14 % der Energieerzeugung in diesen Stunden weiter erfolgen, was deutlich zeigt, dass negative Preise nicht ausschließlich eine Folge der subventionierten Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen sind), was einer weiteren Untersuchung bedarf. Dies ist besonders wichtig, um die Integration eines hohen Anteils an erneuerbaren Energien in Zeiten geringer Nachfrage zu ermöglichen.¹⁵ Es sei darauf hingewiesen, dass negative Preise nicht per se ein ineffizientes Marktergebnis sind (da sie Anreize schaffen können, auf Überangebotssituationen zu reagieren oder die Flexibilität der Ressourcen zu erhöhen). Ein häufiges Auftreten negativer Preise könnte jedoch ein Zeichen für andere Ineffizienzen sein und die Unterstützung der Erzeugung in Zeiten negativer Preise kann die Gesamtsystemkosten unnötig erhöhen.

¹³ Beschluss der Kommission vom 29.4.2021 unter der Nummer SA.57779 (2020/N) – Deutschland – EEG 2021, abrufbar unter: https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202124/288710_2283746_342_2.pdf.

¹⁴ Die deutschen Behörden verweisen auf eine für das BMWi erstellte Studie, die unter https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Bericht_2021-06-24_EnergyBrainpool_Studie-Negative-Preise_BMWi.pdf abrufbar ist.

¹⁵ Auf der Grundlage ihrer Annahmen wird es im Jahr 2030 laut der Studie 305 Stunden mit negativen Preisen geben und 11,5 % der gesamten jährlichen Onshore-Winderzeugung werden auf diese Stunden entfallen. Die zunehmende Flexibilisierung der gasbefeuerten Kraft-Wärme-Kopplung scheint auf Grundlage der in der Studie getroffenen Annahmen besonders relevant zu sein, da sie die negativen Preise im Jahr 2030 voraussichtlich um 66 % senken würde.

Die deutschen Behörden haben zwar bestätigt, dass die Netzreserve grundsätzlich nur dann aktiviert werden soll, wenn der Redispatch, einschließlich grenzüberschreitendem Redispatch und Countertrading, nicht ausreicht, um Engpässe zu beheben. Sie haben aber auch eingeräumt, dass in der Praxis noch Verbesserungsbedarf besteht.

Die Kommission weist darauf hin, dass die Genehmigung der staatlichen Beihilfe für die Netzreserve abgelaufen ist. Ferner wird betont, dass diese Reserve nur als letztes Mittel eingesetzt werden darf und ansonsten erhebliche Auswirkungen auf den Markt haben kann. Es ist daher sehr wichtig, dass die deutschen Behörden die grundsätzliche Ordnung zwischen grenzüberschreitendem Redispatch, Countertrading und dem Einsatz der Netzreserve auch in der Praxis gewährleisten. Aufgrund der relativ langen Vorankündigungsfrist der Netzreserve muss zudem sichergestellt werden, dass diese nicht aktiviert wird, wenn andere Maßnahmen des Engpassmanagements nach der ersten Warnung und vor der tatsächlichen Aktivierung der Netzreserve verfügbar werden.

Die Kommission fordert die deutschen Behörden auf, die Funktionsweise der Netzreserve und ihr Verhältnis zu anderen Maßnahmen des Engpassmanagements in ihren Plan und in die regelmäßige Berichterstattung über die Umsetzung des Plans aufzunehmen. Die Kommission betont, dass der grenzüberschreitende Redispatch genutzt werden muss, außer wenn dies technisch nicht möglich ist (siehe Artikel 13 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2019/943). Da verwaltungstechnische Komplexität nicht gleichbedeutend mit technischer Undurchführbarkeit ist, drängt die Kommission darauf, dass in den Fällen, in denen der grenzüberschreitende Redispatch noch nicht vollständig integriert ist, dies so bald wie möglich geschieht. Seit dem 1. Januar 2020 sind sowohl Übertragungsnetzbetreiber, die diese Ressourcen nutzen wollen, als auch die Betreiber, bei denen sich die Ressourcen befinden, gesetzlich dazu verpflichtet. Deutschland wird dazu angehalten, in seinem Plan einen klaren Zeitplan für die Erfüllung dieser Verpflichtung festzulegen und in seiner Berichterstattung die Gründe für Verzögerungen zu erläutern, sofern diese Verpflichtung für Zeiträume nach dem 1. Januar 2022 nicht vollständig umgesetzt wird.

2. Regelreservemärkte

Die Kommission begrüßt die detaillierte Beschreibung des deutschen Regelreservemarktes.

Im Hinblick auf eine angemessene Knappheitspreisbildung auf dem Strommarkt sind die Mitgliedstaaten gemäß Artikel 20 Absatz 3 Buchstabe c der Verordnung (EU) 2019/943 verpflichtet, eine Funktion für die Knappheitspreisbildung in Betracht zu ziehen. Deutschland weist in seinem Umsetzungsplan darauf hin, dass eine Knappheitskomponente berechnet wird, sobald der Saldo des Netzregelverbundes 80 % der bestehenden Regelleistung erreicht hat, erklärt aber, dass die Einführung einer Funktion für die Knappheitspreisbildung gemäß Artikel 44 Absatz 3 der Verordnung (EU) 2017/2195 nicht geplant ist. In ihrer Antwort auf den Fragenkatalog der Kommission erklären die deutschen Behörden, dass sich die Ablehnung im Umsetzungsplan auf jede administrative Komponente bezog, die in Knappheitssituationen zu einer Erhöhung der Strompreise auf dem Großhandelsmarkt führen

würde (wobei die Kommission davon ausgeht, dass damit in diesem Zusammenhang die Day-Ahead- und Intraday-Märkte gemeint sind). Andererseits hält Deutschland eine Erhöhung des von den Bilanzkreisverantwortlichen in bestimmten Knappheitssituationen zu zahlenden Regelarbeitspreises für sinnvoll, um Bilanzkreisverantwortlichen Anreize zu geben, ihr Portfolio im Gleichgewicht zu halten. Die Knappheitskomponente wurde im Mai 2021 geändert, indem ein vordefinierter Zuschlag durch eine Funktion ersetzt wurde, die den Preis weiter erhöht, wenn die Regelreserve knapper wird.

Weder Artikel 44 Absatz 3 der Verordnung (EU) 2017/2195 noch Artikel 20 Absatz 3 Buchstabe c der Verordnung (EU) 2019/943 enthalten eine Legaldefinition der Funktion für die Knappheitspreisbildung. In Artikel 44 Absatz 3 der Verordnung (EU) 2017/2195 heißt es jedoch: „Der zusätzliche Abrechnungsmechanismus wird auf Bilanzkreisverantwortliche angewandt.“ Hieraus wird deutlich, dass diese Bestimmung auf eine Erhöhung der von den Bilanzkreisverantwortlichen zu tragenden Kosten abzielt und somit nicht auf eine administrative Erhöhung der Preise auf dem Day-Ahead- oder Intraday-Markt (obwohl erhöhte Bilanzkreisabweichungen indirekt Preiseffekte auf die anderen Marktsegmente haben können). Die Kommission nimmt jedoch zur Kenntnis, dass Deutschland eine Funktion eingeführt hat, die zumindest teilweise der Absicht von Artikel 44 Absatz 3 der Verordnung (EU) 2017/2195 entspricht.

Eine wirksame Knappheitspreisbildung bewegt die Marktteilnehmer dazu, auf Marktsignale zu reagieren und dann verfügbar zu sein, wenn der Markt sie am dringendsten benötigt. Sie stellt außerdem sicher, dass die Marktteilnehmer ihre Kosten am Strommarkt vollständig decken können. Daher ist es nach Auffassung der Kommission wichtig, dass der Mechanismus für die Knappheitspreisbildung gut konzipiert ist. Er sollte also nicht nur Anreize für kurzfristige Flexibilität bieten, sondern auch geeignete Signale für Investitionen zur Aufrechterhaltung der Leistungsbilanz des Systems aussenden. In diesem Zusammenhang fordert die Kommission Deutschland auf, zu prüfen, ob der Preisaufschlag auf die Regelarbeit, zu dem dieser Mechanismus in Zeiten der Knappheit führt, nicht nur für die Bilanzkreisverantwortlichen gelten sollte, sondern darüber hinaus auch für die Regelreserveanbieter, die dem Übertragungsnetzbetreiber Regelarbeit zur Verfügung stellen. Die Kommission fordert Deutschland auf, die Umsetzung dieser Maßnahme bis zum 31. Dezember 2022 zu prüfen. Sollten die deutschen Behörden ein anderes Datum für geeigneter halten, werden sie gebeten, dies im geänderten Umsetzungsplan zu erläutern.

Darüber hinaus zielt Artikel 44 Absatz 3 der Verordnung (EU) 2017/2195 darauf ab, einen Abrechnungsmechanismus vorzusehen, mit dem die Beschaffungskosten von Regelleistung (teilweise oder vollständig) von den für die Bilanzkreisabweichungen Verantwortlichen zurückgefordert werden können. Die Kommission fordert die deutschen Behörden daher auf, zu prüfen, inwieweit der derzeitige Zuschlag die Beschaffungskosten von Regelleistung widerspiegelt und – falls der größte Teil dieser Kosten nicht durch den Zuschlag gedeckt wird – ob zusätzliche Erhöhungen der Ausgleichsenergieentgelte in Knappheitssituationen angemessen wären.

Die Kommission fordert Deutschland auf, darüber hinaus zu prüfen, wie der Wettbewerb auf dem Regelreservemarkt, insbesondere auf dem Regelarbeitsmarkt, verbessert werden kann. Die Festlegung einer Preisobergrenze von 9999 EUR/MWh ist im Hinblick auf Artikel 10 der Verordnung (EU) 2019/943 rechtlich fragwürdig und trägt im Übrigen höchstens dazu bei, die Anreize für die Teilnehmer am Regelarbeitsmarkt zu verringern. Sie bietet somit keine Lösung für die zugrunde liegenden Marktprobleme auf dem Regelarbeitsmarkt und kann daher, wenn überhaupt, nur als vorübergehende Schadensbegrenzungsmaßnahme gerechtfertigt werden. Des Weiteren führen nicht harmonisierte Preisgrenzen in einem europäischen Regelarbeitsmarkt zu ineffizienten Ergebnissen. Daher ist es besonders wichtig, Marktzutrittsschranken für den Regelreservemarkt sowie für die Laststeuerung und Speicherung zu beseitigen. Die Kommission fordert Deutschland auf, konkrete Maßnahmen auf nationaler Ebene vorzuschlagen und zu den Diskussionen auf europäischer Ebene beizutragen, um die grundlegenden Herausforderungen auf dem Regelarbeitsmarkt, insbesondere im Hinblick auf den mangelnden Wettbewerb, anzugehen. Die Kommission ersucht Deutschland, einen konkreten Plan zur Behebung dieser Probleme vorzulegen, um die gesenkte Preisgrenze so bald wie möglich, spätestens jedoch bis zum 31. Dezember 2022, aufzuheben und dies in der Berichterstattung über den Umsetzungsplan aufzunehmen. Sollten die deutschen Behörden ein anderes Datum für geeigneter halten, werden sie gebeten, dies im geänderten Umsetzungsplan zu erläutern.

3. Laststeuerung

Die Kommission begrüßt, dass Laststeuerung an allen Märkten – auch mittels Aggregatoren – erfolgen kann. Es wird zwar davon ausgegangen, dass die Beteiligung an der Laststeuerung nur dann zunehmen wird, wenn die Marktsignale einen hinreichend starken Flexibilitätsbedarf erkennen lassen, jedoch möchte die Kommission darauf hinweisen, dass die Regelarbeitsmärkte, wie ebenfalls im Plan dargelegt, über mehrere Monate hinweg wiederholt hohe Preise ausgewiesen haben. Dennoch scheint es zu keinem nennenswerten Markteintritt von Laststeuerungsanbietern auf dem Regelarbeitsmarkt gekommen zu sein. Da im Gegensatz zur flexiblen Erzeugung, die Beteiligung von Laststeuerungsanbietern auch auf dem Intraday-Markt gering ist, erscheint es schwierig, dies nur mit einer höheren Attraktivität des Intraday-Marktes im Vergleich zum Regelarbeitsmarkt zu erklären.

Die Kommission fordert die deutschen Behörden daher auf, bei der Analyse des mangelnden Marktzugangs auf den Regelarbeitsmärkten den spezifischen Herausforderungen der Laststeuerung besondere Aufmerksamkeit zu schenken. Dabei sollten auch mögliche Änderungen der Präqualifikationsanforderungen berücksichtigt werden, wenn diese erforderlich sind, um Laststeuerung zu ermöglichen, wobei natürlich die Erfordernisse der Betriebssicherheit in vollem Umfang zu berücksichtigen sind.

Ferner ersucht die Kommission Deutschland, in seinem Plan zu analysieren, inwieweit die geltenden Bestimmungen über reduzierte Netzentgelte in § 19 StromNEV negative Anreize für die Teilnahme gewerblicher und industrieller Lasten an Laststeuerungsdienstleistungen schaffen. Wie im Plan eingeräumt wird, scheinen die erheblichen Rabatte eher Anreize für

Marktteilnehmer zu schaffen, ihre Lastprofile entsprechend den Anforderungen des § 19 StromNEV anzupassen, anstatt dem Markt Flexibilitätsdienste anzubieten. Dieser Effekt wurde auch von den Teilnehmern der Konsultation hervorgehoben. Nach dem Urteil des Europäischen Gerichtshofs vom 2. September muss der deutsche Rahmen für Netzentgelte von der zuständigen nationalen Regulierungsbehörde überarbeitet werden.¹⁶ Im Hinblick auf diese Überprüfung fordert die Kommission die für Netztariff Fragen zuständige deutsche Behörde auf, zu untersuchen, ob diese Rabatte angesichts der jüngsten Marktentwicklungen noch gerechtfertigt sind.

In ihrer Antwort auf den Fragenkatalog der Kommission betonen die deutschen Behörden, dass mit der Reduzierung die Anreize für Direktleitungen zwischen Stromerzeugungsanlagen und industriellen Großverbrauchern verringert werden sollen. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass die Rolle der Grundlasterzeugungsanlagen im Zuge der Energiewende zwar nach wie vor relevant ist, aber erheblich an Bedeutung verloren hat. Der bald abgeschlossene Ausstieg aus der Kernkraft und der laufende Kohleausstieg werden diesen Trend noch verstärken. Während in der Vergangenheit eine spezifische Tarifsenkung für die in § 19 StromNEV genannten Verbrauchsprofile gerechtfertigt gewesen sein mag,¹⁷ gibt es gute Gründe für die Annahme, dass sich dies in einem Strommarkt, der weniger von unflexibler Grundlasterzeugung als vielmehr von variablen erneuerbaren Energien, flexibler Back-up-Erzeugung, Speicherung und Laststeuerung bestimmt wird, geändert haben könnte.

Die Kommission ersucht die deutschen Behörden, unter gebührender Berücksichtigung der Verteilung der Zuständigkeiten für die Festlegung der Tarife gemäß der Richtlinie (EU) 2019/944¹⁸ über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt so bald wie möglich, spätestens jedoch bis zum 31. Dezember 2022, einen konkreten Plan für die Überprüfung oder Abschaffung der Entgeltzuschüsse vorzulegen, sofern diese nicht mehr gerechtfertigt sind, und diesen in die Berichterstattung über den Umsetzungsplan aufzunehmen. Sollten die deutschen Behörden ein anderes Datum für geeigneter halten, werden sie gebeten, dies im geänderten Umsetzungsplan zu erläutern.

Die Kommission teilt die Auffassung Deutschlands, dass ein kostenbasierter Redispatch generell ungeeignet ist, um Anreize für Laststeuerung und möglicherweise auch Speicherung zu schaffen. Gleichzeitig räumt die Kommission ein, dass in Gebotszonen, die durch erhebliche interne Engpässe gekennzeichnet sind und in denen diese Engpässe auch

¹⁶ Die Kommission weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass nach dem Urteil des Gerichtshofs vom 2. September 2021 in der Rechtssache C-718/18 Kommission/Deutschland die Tatsache, dass die Methodik zur Bestimmung der Netzentgelte derzeit weitgehend in der von der Bundesregierung im Einvernehmen mit dem Bundesrat erlassenen StromNEV, einschließlich ihres § 19, festgelegt ist, gegen die ausschließlichen Befugnisse verstößt, die der nationalen Regulierungsbehörde (in Deutschland der BNetzA) gemäß der Richtlinie 2009/72/EG (jetzt Richtlinie (EU) 2019/944) eingeräumt wurden.

¹⁷ In Bezug auf das Argument der deutschen Behörden, dass das Konzept des physischen Pfads in Beihilfeverfahren genehmigt worden sei, ist darauf hinzuweisen, dass sich der Beschluss (EU) 2019/56 der Kommission auf den Zeitraum 2012–2013 und die in diesem Zeitraum herrschenden Marktbedingungen bezog.

¹⁸ Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. L 158 vom 14.6.2019, S. 125).

hinreichend vorhersehbar sind, wie z. B. in Deutschland, ein marktorientierter Redispatch zu ineffizienten Anreizen für die Marktteilnehmer führen und Marktmissbrauch erleichtern kann.

Einerseits zeigt dies erneut, dass vorhersehbare strukturelle Engpässe innerhalb einer Gebotszone beseitigt werden müssen. Andererseits ist es dort, wo dieses Problem voraussichtlich noch mehrere Jahre bestehen wird – wie in Deutschland –, von besonderer Bedeutung, dass andere Lösungen zur Integration von Laststeuerung und Speicherung in die Märkte für das Engpassmanagement gefunden werden. Die Kommission begrüßt daher, dass Deutschland in seinem Plan angibt, an solchen Lösungen zu arbeiten, fordert Deutschland jedoch auf, einen klareren Zeitplan vorzulegen und deutlich zu machen, welche Art von Lösungen in Betracht gezogen werden könnten.

Die Kommission betont, dass es gemäß Artikel 13 Absatz 3 der Verordnung (EU) 2019/943 zwar zulässig ist, unter bestimmten Bedingungen vom Erfordernis des marktorientierten Redispatch abzuweichen, dies aber nicht bedeutet, dass von den anderen Anforderungen des Artikels 13 Absatz 1 der Verordnung abgewichen werden darf, d. h. dass der Redispatch „auf der Grundlage objektiver, transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien“ erfolgen und „allen Erzeugungstechnologien und allen Arten der Energiespeicherung und Laststeuerung, einschließlich solchen mit Standort in anderen Mitgliedstaaten, offenstehen“ muss. Es müssen daher besonders dringend auch in der Praxis geeignete Lösungen für die Integration von Speicherung und Laststeuerung gefunden werden.

Die Kommission nimmt die selektive Einführung intelligenter Messsysteme in Deutschland zur Kenntnis, die derzeit 2,1 Millionen Messlokationen bzw. nur 5 % der gesamten Verbrauchsstellen (Haushalte, Geschäftskunden, Industriekunden) umfasst. Die Kommission räumt zwar ein, dass diese Entscheidung für eine begrenzte Einführung nach einer Kosten-Nutzen-Analyse getroffen wurde, hält den Ansatz jedoch für eher konservativ, insbesondere wenn man bedenkt, dass in anderen EU-Mitgliedstaaten mit einem vergleichbaren Umfeld die Einführung in viel ehrgeizigerem Ausmaß erfolgt und dass intelligente Messsysteme, wie im Plan anerkannt wird, „*die Digitalisierung der Energiewende*“ unterstützen.

Die Kommission fordert Deutschland daher auf, im Einklang mit Artikel 19 der Richtlinie (EU) 2019/944 eine rechtzeitige Überarbeitung der Kosten-Nutzen-Analyse in den Plan aufzunehmen, um günstige Bedingungen zu untersuchen, die sich in der Zwischenzeit für eine breitere Einführung ergeben haben könnten, und dabei mögliche Änderungen der ursprünglichen Annahmen zu berücksichtigen und auf technologische sowie Marktentwicklungen zu reagieren. Dies ließe sich gut in die nationale Strategie für intelligente Netze integrieren, die darauf abzielt, intelligente Messsysteme als „*zentrale Komponente des intelligenten Energiesystems*“ und „*als Plattform für eine Vielzahl von Dienstleitungen und Mehrwerten in den Bereichen Smart Metering/Sub-Metering, Smart Grid, Smart Mobility, Smart Home/Smart Building und Smart Services*“ zu verwenden.

Die Kommission nimmt die rasche Reaktion der deutschen Behörden zur Kenntnis, die als Reaktion auf die jüngsten Entwicklungen, die durch das Urteil des Oberverwaltungsgerichts, das die Rollout-Vorschriften infrage gestellt hat, spezifische Maßnahmen vorgeschlagen

haben. Da die nationalen Behörden der Kommission jedoch keine detaillierten Informationen über diese Korrekturmaßnahmen übermittelt haben, kann die Kommission diese weder analysieren noch eine Stellungnahme zu ihrer Angemessenheit und Wirksamkeit abgeben.

Dementsprechend werden die nationalen Behörden gebeten, sobald mehr Praxisdaten verfügbar sind, sorgfältig zu analysieren, ob diese Korrekturmaßnahmen zweckmäßig sind, ob sie die vom Oberverwaltungsgericht in der nationalen Praxis festgestellten Lücken wirksam schließen, ob sie die erforderliche Funktionalität/Interoperabilität innerhalb der Mess- und Netzumgebung gewährleisten und ob sie angemessen sind, um auf die geäußerten Bedenken zu reagieren.

Darüber hinaus fordert die Kommission Deutschland auf, in seinem Plan darzulegen, inwieweit sich diese Situation auf das gesamte Entwicklungsprogramm einschließlich der Akzeptanzraten, der Qualität der Investitionen und der Erbringung der Dienste ausgewirkt hat. Dabei sollten auch mögliche weitere Maßnahmen oder Verfeinerungen des bestehenden Programms in Betracht gezogen werden, die im Laufe der Einführung erforderlich sein könnten, um den Fortschritt zu beschleunigen, den angemessenen Umfang der Einführung entsprechend den System- und Markterfordernissen zu gewährleisten und die Zuverlässigkeit, Rechtssicherheit und Robustheit des Betriebs sicherzustellen.

Diese Überlegung wird umso dringlicher, als intelligente Messsysteme „eine technische Voraussetzung für Anreize zur situativen Laststeuerung“ sind und Verträge mit dynamischer Preisgestaltung unterstützen, für die es laut Plan in Deutschland derzeit nur ein begrenztes Angebot gibt, wengleich sich aus dem aktuellen „Stand des Rollouts [...] zur Entwicklung von dynamischen Tarifen noch keine Vorhersage ableiten“ lässt. Deutschland wird daher aufgefordert, dieser spezifischen Herausforderung besondere Aufmerksamkeit zu widmen und geeignete Lösungen zur Förderung der Laststeuerung zu finden, die den Verbrauchern und dem Energiesystem insgesamt Vorteile bieten können.

Auch wenn die Kommission die Bemühungen um die Umsetzung von Bestimmungen zur dynamischen Preisgestaltung begrüßt, gilt es dennoch, die Verbraucher über Chancen, Kosten und Risiken solcher dynamischen Strompreisverträge zu informieren.

4. Endkundenmärkte: Regulierte Preise

Die Kommission begrüßt, dass regulierte Preise in Deutschland keine Anwendung finden.

5. Verbindungsleitungen und Engpassmanagement

Die Kommission begrüßt die beträchtlichen Anstrengungen, die Deutschland – sowohl finanziell als auch administrativ – unternommen hat, um den Ausbau der Infrastruktur in Anerkennung ihrer Bedeutung für den europäischen Elektrizitätsmarkt zu beschleunigen. Ferner begrüßt die Kommission, dass Deutschland und seine Nachbarn in den kommenden Jahren einen beträchtlichen Ausbau der Verbindungskapazitäten planen, der mehrere Vorhaben von gemeinsamem Interesse umfasst. Der Kommission ist bewusst, dass die

Sicherstellung des Netzausbaus im Einklang mit der Förderung der erneuerbaren Energien weiterhin eine große Herausforderung darstellt und erhebliche weitere Anstrengungen erfordern wird. Die Kommission begrüßt die Bemühungen um eine Anpassung des nationalen Planungsrechts, um die Verfahren für den erforderlichen Netzausbau zu beschleunigen, und fordert Deutschland auf, zusätzliche Maßnahmen zur Beschleunigung der Umsetzung zu prüfen. Die Kommission unterstützt ebenso die Bemühungen, die verfügbare Kapazität ohne den Bau neuer Leitungen zu erhöhen, z. B. durch den systematischen Einsatz der dynamischen Leistungsbewertung.

Des Weiteren ist zu begrüßen, dass das Engpassmanagement der verschiedenen Energiequellen ab dem 1. Oktober dieses Jahres in ein gemeinsames Verfahren integriert werden soll. Die Anwendung unterschiedlicher Engpassmanagementverfahren für verschiedene Erzeugungstechnologien könnte in der Tat zu ineffizienten und diskriminierenden Ergebnissen führen. Ebenso sind Initiativen zu begrüßen, die den Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern Anreize bieten, den abwärts gerichteten Redispatch zu reduzieren. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass Artikel 13 Absatz 5 Buchstabe b der Verordnung (EU) 2019/943 eine rechtliche Verpflichtung für Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber enthält, geeignete netz- und marktbezogene Maßnahmen zu ergreifen, um den abwärts gerichteten Redispatch von Elektrizität aus erneuerbaren Energien oder hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung zu minimieren. Selbst dort, wo es noch keine Anreize im Tarifrahmen gibt, z. B. für Verteilernetzbetreiber, gilt diese gesetzliche Verpflichtung ab dem 1. Januar 2020 unmittelbar für alle Netzbetreiber.

Die Kommission möchte darauf hinweisen, dass die strukturellen Engpässe in Deutschland auch die Funktionsweise des europäischen Elektrizitätsmarktes erheblich beeinträchtigen. Dies gilt sowohl in physischer Hinsicht (da Ringflüsse die verfügbaren Kapazitäten für den Handel auch in den benachbarten Mitgliedstaaten verringern) als auch in verwaltungstechnischer Hinsicht (da die erheblichen strukturellen Engpässe häufig spezifische Lösungen in den Rechtsvorschriften oder Methoden erfordern) sowie für die Funktionsweise des Marktes (da diese spezifischen Lösungen die Marktkomplexität erheblich erhöhen können). Es ist daher von entscheidender Bedeutung, dass die Bemühungen zum Abbau der Engpässe innerhalb Deutschlands fortgesetzt oder beschleunigt werden. Die Kommission stellt fest, dass es in der Vergangenheit zu erheblichen Verzögerungen bei Infrastrukturausbauprojekten, auch in Deutschland, gekommen ist, und dass der Infrastrukturbedarf auch aufgrund von Veränderungen der Nachfrage- und Angebotssituation, wie z. B. dem schnelleren Hochfahren der Offshore-Windenergieerzeugung oder dem Bau von Elektrolyseuren im Süden, über das erwartete Maß hinaus steigen könnte. Vor diesem Hintergrund fordert die Kommission die deutschen Behörden auf, Ausweichlösungen (einschließlich, aber nicht beschränkt auf die nachstehend erörterten Maßnahmen) für den Fall zu erwägen, dass der Netzausbau nicht wie geplant erfolgt oder die durchgeführten Netzausbauten nicht ausreichen, um die Nachfrage zu decken. Die Kommission weist darauf hin, dass im Falle erheblicher Verzögerungen rasch Ausweichmaßnahmen ergriffen werden müssten, um den linearen Verlauf und die Mindestkapazität von 70 % gemäß der Verordnung (EU) 2019/943 zu erfüllen.

Anders als im Plan festgestellt, scheint der Redispatch zur Behebung interner Engpässe innerhalb einer Gebotszone Auswirkungen auf die Preise zu haben. Im Plan selbst wird hervorgehoben, dass einheitliche Großhandelspreise in Deutschland (die das Ergebnis der einheitlichen Gebotszone sind) sicherstellen, „*dass sich im Strommix die kostengünstigsten Erzeugungstechnologien unabhängig vom Standort innerhalb von Deutschland durchsetzen*“, da „*die Anlagen mit den geringsten Einsatzkosten [...] überregional genutzt*“ werden und „*die variablen Kosten des Gesamtsystems*“ dadurch sinken. „*Die einheitliche deutsch-luxemburgische Gebotszone senkt den Gesamtbedarf für Erzeugungskapazität, Lastmanagement und Speicher. Dies verringert auch die Investitions- und Instandhaltungskosten des Gesamtsystems.*“¹⁹ Mit der Feststellung, dass „die variablen Kosten des Gesamtsystems dadurch sinken“, wird im Plan anerkannt, dass die einheitliche Gebotszone die Großhandelsstrompreise senkt. Mit dem Argument, dass die Nachfrage nach Erzeugungskapazitäten sinkt, wird im Plan direkt anerkannt, dass dies zu geringeren Investitionsanreizen führen kann.

Bestimmen Kraftwerke den Preis, die in der Folge keinen Strom produzieren, sinkt der Grenzpreis auf dem Markt. Es ist anzumerken, dass die Einbeziehung von Nachfrage, die nicht realisiert werden kann, keinen gegenteiligen Effekt hat, da die gesamte Nachfrage letztendlich gedeckt wird (gegebenenfalls durch außermärkliche Maßnahmen wie Redispatch). Ein größeres Angebot entspricht also der gleichen Nachfrage, was insgesamt²⁰ zu niedrigeren Grenzpreisen auf dem Großhandelsmarkt führen dürfte. Es ist wichtig zu betonen, dass dies nicht zu einer allgemeinen Senkung der Kosten des Stromsystems führt. Im Gegenteil, jegliche Senkung der Stromgroßhandelskosten dürfte durch höhere Redispatch-Kosten und verschiedene Arten von Reserven mehr als kompensiert werden. Diese Kosten werden jedoch vergesellschaftet (insbesondere über Netztarife) und führen nicht zu Investitionssignalen für Erzeuger, Speicher- oder Laststeuerungsanbieter.

Die deutschen Behörden haben die Kommissionsdienststellen zu Recht darauf hingewiesen, dass das Redispatch-Volumen immer noch einen relativ kleinen Teil des gesamten Marktvolumens ausmacht, sodass unklar ist, wie groß die Auswirkungen auf die Marktpreise wären und ob sie möglicherweise vernachlässigbar sind. Ein erster Schritt könnte daher darin bestehen, die tatsächlichen Auswirkungen des Engpassmanagements auf die Großhandelspreise zu ermitteln.

In ihrer Antwort auf den Fragenkatalog der Kommission haben die deutschen Behörden klargestellt, dass sich die obige Aussage auf die Auswirkungen einer einzigen Gebotszone bezog, *in der der Netzausbau auch physisch die Realisierung des Handels ermöglicht*. Dies entkräftet jedoch das Argument, dass eine große Gebotszone *ohne Engpässe* weniger Erzeugungskapazität erfordern würde und es daher bevorzugt wird, eine einzige Gebotszone

¹⁹ Hervorhebung durch die Kommission.

²⁰ Die deutschen Behörden weisen zu Recht darauf hin, dass in der vermutlich (im Durchschnitt) günstigeren nördlichen Zone die Berücksichtigung der Engpässe in den Preisen zu niedrigeren Preisen führt, während sie im Süden zu höheren Preisen führen würde. Das Argument besteht hier jedoch darin, dass das Markteinkommen aus der Stromerzeugung *in seiner absoluten Gesamtheit* in einem größeren Gebiet auf den ersten Blick geringer erscheint als in kleineren Gebieten.

auch mit großen internen Engpässen beizubehalten. Dies ist nicht überzeugend. Auch die weiterführende Argumentation, dass der Netzausbau innerhalb Deutschlands die direkte Folge der einheitlichen Gebotszone sei, überzeugt nicht abschließend. Während es möglicherweise richtig ist, dass die Notwendigkeit, interne Engpässe zu beseitigen, einen Anreiz für den Ausbau der Netzkapazitäten darstellt, zeigen die bedeutenden neuen Verbindungsprojekte mit Deutschlands Nachbarn deutlich, dass auch die wirtschaftlichen, rechtlichen und politischen Anreize für den Netzausbau zwischen verschiedenen Gebotszonen von erheblicher Bedeutung sein können.

Es muss betont werden, dass diese Argumentation die Rechtmäßigkeit der einheitlichen deutsch-luxemburgischen Gebotszone nicht infrage stellt. Ziel des Umsetzungsplans ist es nicht nur, dafür Sorge zu tragen, dass *rechtswidrige* nationale Maßnahmen, die zu Marktverzerrungen führen, beseitigt werden,²¹ sondern auch Möglichkeiten zur Beseitigung oder Verringerung *rechtlicher* Verzerrungen zu analysieren. Bei der Erörterung der Frage, ob Kapazitätsmechanismen wie die strategische Reserve eingeführt werden müssen, ist es daher wichtig zu prüfen, ob und inwieweit die einheitliche Gebotszone zu den Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit der Ressourcen beiträgt, indem sie Anreize für Investitionen in die Erzeugung, Speicherung oder Laststeuerung verringert, und ob diese Auswirkungen reduziert oder beseitigt werden könnten.

Die Kommission fordert die deutschen Behörden daher auf, diese Auswirkungen weiter zu analysieren, und zu prüfen, ob abmildernde Maßnahmen ergriffen werden können, die – falls gewünscht unter Beibehaltung der einheitlichen Gebotszone – die Auswirkungen auf die Preisbildung verringern. Eine nicht erschöpfende Liste von Maßnahmen, die weiter in Betracht gezogen werden könnten, umfasst z. B.:

- Änderungen an der Gebotszone (z. B. Aufteilung der Zone in zwei oder mehrere kleinere Zonen);
- Änderungen der Gebotszone, allerdings nur auf der Angebots- und nicht auf der Nachfrageseite (wie in Italien, wo Erzeuger in verschiedenen Gebotszonen verkaufen, die Nachfrage aber auf der Grundlage eines einzigen nationalen Preises bedient wird). Idealerweise sollten große Verbrauchsstandorte oder zumindest neue energieintensive Investitionen, wie neue Elektrolyseanlagen, dennoch standortbezogene Signale erhalten. Dies trüge als erste Maßnahme auch zur Optimierung von Marktsignalen für den grenzüberschreitenden Dispatch bei, wodurch die Notwendigkeit eines komplexen grenzüberschreitenden Redispatch deutlich reduziert werden würde;
- Netztarife für Erzeuger, die den Beitrag zu den Engpasskosten widerspiegeln, unter Berücksichtigung der Einschränkungen gemäß der Verordnung (EU) Nr. 838/2010 der Kommission zur Festlegung von Leitlinien für den

²¹ Tatsächlich könnte dieses Ziel bereits durch Vertragsverletzungsverfahren gemäß Artikel 258 AEUV erreicht werden.

- Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern und für einen gemeinsamen Regelungsrahmen im Bereich der Übertragungsentgelte²²,
- Differenzierte Verbindungsentgelte für Erzeugung und/oder Last, die die Engpasskosten widerspiegeln,
 - Änderungen am Engpassmanagement zur Schaffung von Anreizen für die Beteiligung von Laststeuerung und Speicherung, idealerweise auf Marktbasis,
 - Marktausschluss von Kraftwerken, die mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit nach der Marktschließung einem abwärts gerichteten Redispatch unterliegen würden. Zu diesem letzten Punkt hatte das BMWi in seiner E-Mail vom 14. Juli 2021 angemerkt, dass dies zu einer weiteren Abweichung zwischen dem zonalen Marktpreis (der steigen würde) und dem theoretischen Preis in einer nördlichen Zone führen würde und somit kontraproduktiv wäre, da es zu einer Aufschiebung von Stilllegungen (oder Neuinvestitionen) in Norddeutschland führen könnte. Während diese Argumentation für Norddeutschland richtig zu sein scheint, gilt das Gegenteil für Süddeutschland, wo ein solches Ergebnis (aufgeschobene Stilllegung oder Neuinvestitionen) willkommen wäre. Eine solche Maßnahme könnte daher möglicherweise dazu beitragen, sowohl die Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen zu entkräften als auch einige der Probleme zu lösen, die durch standortbezogene Maßnahmen wie die Netzreserve adressiert werden. Nichtsdestotrotz führt sie zu zusätzlicher Komplexität und Markteingriffen und würde daher, wie die anderen oben genannten Maßnahmen, weitere Überlegungen erfordern.

Es ist darauf hinzuweisen, dass die obigen Ausführungen nicht dazu gedacht sind, eine einzelne Maßnahme vorzuschreiben oder zu billigen. Vielmehr soll betont werden, dass es einer weiteren Analyse dieser Angelegenheit bedarf, und zu Punkten, bei denen sich die Bedenken als zutreffend erweisen und die im Umfang als relevant eingestuft werden, angemessene Gegenmaßnahmen erwogen und umgesetzt werden müssen. Mehrere dieser Maßnahmen wurden bereits als mögliche Anreize für Überlegungen im Plan genannt. Der Plan enthält jedoch keinen Zeitplan für diese Überlegungen. Die Kommission fordert Deutschland daher auf, in den endgültigen Plan spezifische Zeitvorgaben und konkrete nächste Schritte diesbezüglich aufzunehmen.

Der Kommission ist bewusst, dass Investitionen nur auf der Grundlage längerfristiger Signale erfolgen werden. Die Frage, ob in naher Zukunft mit einem drastischen Abbau der internen Engpässe zu rechnen ist, ist daher ein wichtiger Bestandteil dieser Diskussion. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass, wie in der Antwort auf den Fragenkatalog der Kommission ausdrücklich anerkannt wird, das Ziel des Netzentwicklungsplans nicht darin besteht, ein Netz

²² Verordnung (EU) Nr. 838/2010 der Kommission vom 23. September 2010 zur Festlegung von Leitlinien für den Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern und für einen gemeinsamen Regelungsrahmen im Bereich der Übertragungsentgelte (ABl. L 250 vom 24.9.2010, S. 5).

ohne Engpässe zu schaffen (was ineffizient wäre). Sollte also auch längerfristig ein gewisses Maß an – auch deutlich verringerten – Engpässen zu erwarten sein, könnten bestimmte Maßnahmen in Betracht gezogen werden, selbst wenn der Netzentwicklungsplan rechtzeitig umgesetzt wird und die Engpässe wie geplant abnehmen.

Darüber hinaus betont die Kommission, dass Gebotszonen ohne nennenswerte interne Beschränkungen erheblich zu einem effizienten Dispatch von Kraftwerken und zur Laststeuerung beitragen. Dies kann auch eine Verringerung der Kohlendioxidemissionen zur Folge haben, da Erzeugungsanlagen mit niedrigeren Grenzkosten häufig weniger Kohlendioxid ausstoßen. Insbesondere in den Fällen, in denen der grenzüberschreitende Redispatch immer noch als suboptimal angesehen wird, sollte beachtet werden, dass in Gebotszonen ohne nennenswerte interne Engpässe der anfängliche Dispatch die grenzüberschreitende Kapazität bereits optimal nutzt, ohne dass anschließend ein massiver grenzüberschreitender Redispatch erforderlich ist.

Es gilt jedoch zu beachten, dass viele Verbesserungen im Bereich des Engpassmanagements auf regionaler oder europäischer Ebene umgesetzt werden müssen. Werden beispielsweise interne Engpässe durch Redispatch gelöst, wird dies derzeit in den Algorithmen zur Berechnung der Kapazität für den Handel nicht vollständig berücksichtigt, da die betreffende Leitung als überlastet betrachtet wird, was eine Verringerung der Kapazität zur Folge hat. Ein verbesserter Informationsaustausch und die Einbeziehung der besten verfügbaren Daten, möglicherweise einschließlich des erwarteten Redispatch, in die Kapazitätsberechnung könnten zur Verbesserung beitragen. Die Kommission fordert Deutschland auf, diese Diskussionen weiterhin zu unterstützen, auch im Hinblick auf die Verbesserung der Effizienz von Maßnahmen des Engpassmanagements in anderen Teilen der Union.

Ferner ist darauf hinzuweisen, dass mehrere nationale Maßnahmen standortbezogene Elemente enthalten. In ihrer Antwort auf den Fragenkatalog der Kommission unterscheiden die deutschen Behörden zwei Arten von Maßnahmen:

- eine erste Gruppe von Maßnahmen mit standortbezogenen Elementen. Deutschland argumentiert, dass diese Maßnahmen keine Auswirkungen auf Investitionen oder Dispatch-Signale haben. Den Angaben Deutschlands zufolge umfasst dies die folgenden Maßnahmen:
 - die Netzwerkreserve,
 - die „besonderen netztechnischen Betriebsmittel“ gemäß § 11 Absatz 3 EnWG (in der bis zum 27. Juli 2021 geltenden Fassung),
 - die Kapazitätsreserve,
 - die Gesetzgebung zum Kohleausstieg.

Deutschland gibt an, dass die Kapazitätsreserve keine standortbezogenen Elemente enthält. In Bezug auf die anderen Maßnahmen argumentieren die deutschen Behörden, dass die unter diese Maßnahmen fallenden Ressourcen außerhalb des Elektrizitätsmarktes gehalten wurden und daher keine Auswirkungen auf Dispatch- oder Investitionssignale hatten. Wenngleich es

sicherlich zutrifft, dass diese Reserven erst dann aktiviert werden, wenn alle verfügbaren marktbasierenden Maßnahmen ausgeschöpft sind, haben sie dennoch eine – wenn auch begrenzte und weniger direkte – Wirkung auf die Funktionsweise des Marktes (z. B. durch die Verringerung der Beschaffung von Reserven oder die Verringerung der Notwendigkeit, sich auf Rahmenbedingungen für den grenzüberschreitenden Redispatch zu einigen²³).

- Eine zweite Gruppe von Maßnahmen (die zum Teil noch beihilferechtlich zu genehmigen sind) umfasst solche, bei denen die deutschen Behörden anerkennen, dass sie Investitions- und Dispatch-Entscheidungen beeinflussen. Dazu gehören die Förderregelungen für erneuerbare Energien und in begrenztem Umfang auch die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung.

Die Auswirkung dieser Maßnahmen auf Investitionssignale ist unbestritten. Der Zweck dieser Elemente besteht darin, den Standort von Investitionen zu beeinflussen. Während das Ziel (z. B. Investitionen in erneuerbare Energien in Deutschland breiter zu streuen und damit u. a. die Netzsituation zu entspannen) verständlich ist, ist nicht klar, warum dieses Ziel nur für ganz bestimmte Arten von Investitionen (z. B. neue Onshore-Windkraftanlagen) verfolgt werden soll, nicht aber für andere Arten von Investitionen, die ebenfalls zur Engpassproblematik beitragen (oder auch nicht).

Wie die deutschen Behörden betonen, sind die erheblichen Anstrengungen zur Verringerung der internen Engpässe durch den Netzausbau von entscheidender Bedeutung, um dieses Problem zu lösen. Es erscheint jedoch aus der Perspektive des gesellschaftlichen Wohlergehens nicht optimal (wenn überhaupt machbar), Investitionen in die Erzeugung völlig unabhängig von der Netzsituation zu realisieren. Dies wurde mit der Einbeziehung standortbezogener Elemente in einige Maßnahmen auch anerkannt. Insgesamt scheinen diese Maßnahmen zudem die Laststeuerung im Süden (wo das Angebot häufig knapp ist und die Preise möglicherweise höher sein müssen, um wirksame Signale für die Laststeuerung aussenden zu können) unattraktiv zu machen und zur Beibehaltung der einheitlichen Strompreise in der Gebotszone zu führen. Die Strompreise entsprechen jedoch häufig dem Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage im Norden oder Süden nicht genau, verzerren die Stromimport- und -exportssignale an allen deutschen Grenzen und begünstigen die Kunden in Süddeutschland gegenüber den Kunden in Norddeutschland. Die Kommission fordert Deutschland daher nachdrücklich auf, zu überdenken, ob die Anwendung einiger Einzelmaßnahmen mit standortbezogenen Komponenten und anderer ohne solche Komponenten wirklich einem zentralen standortbezogenen Signal vorzuziehen ist, sei es über Gebotszonen oder andere Mittel. Insbesondere können standortbezogene Komponenten in einzelnen Maßnahmen den Wettbewerb in Bezug auf die einzelne Maßnahme verringern (z. B. wenn Ausschreibungen auf bestimmte Gebiete beschränkt sind). Möglicherweise

²³ Die Konsultationsteilnehmer haben darauf hingewiesen, dass ihrer Meinung nach gelegentlich Gebrauch von der Netzreserve gemacht wurde, obwohl grenzüberschreitende Reserven zur Verfügung gestanden hätten. Die deutschen Behörden haben angemerkt, dass dies nicht korrekt sei. Sie erkennen jedoch an, dass der grenzüberschreitende Redispatch derzeit nur im Rahmen bilateraler Vereinbarungen zwischen deutschen und benachbarten Netzbetreibern funktionieren kann. Es erscheint plausibel, dass solche Vereinbarungen mit größerer Dringlichkeit hätten behandelt werden können, sofern keine solche Reserve zur Verfügung gestanden hätte.

verringern sie ebenfalls die Investitionen in erneuerbare Energien insgesamt, wenn Ausschreibungen infolgedessen unterzeichnet werden, und die Last des Engpassmanagements nur auf bestimmte Marktteilnehmer verlagert werden. Dies bedeutet zudem, dass es für viele Marktteilnehmer keinerlei standortbezogene Signale gibt (z. B. neue Investitionen in die Gaserzeugung, neue Investitionen in die Stromspeicherung, neue energieintensive Großverbraucher wie Elektrolyseure usw.), was im Hinblick auf das Ziel der langfristigen Verringerung von Engpässen Nachteile mit sich bringen kann. Folglich muss Deutschland möglicherweise Abhilfemaßnahmen erwägen, um die negativen Auswirkungen einzelner wettbewerbsverzerrender, standortbezogener Maßnahmen auszugleichen. Andererseits könnte ein zentrales standortbezogenes Signal – etwa über Großhandelspreise, Netzentgelte, Anschluss- und Netzkostenbeiträge oder andere Mittel – ein kohärenteres und zuverlässigeres Signal liefern und die Komplexität anderer Maßnahmen verringern. Die Kommission begrüßt, dass die deutschen Behörden sich bereit erklären, einige solcher Maßnahmen zu prüfen, und unterstützt weitere Überlegungen in diese Richtung ausdrücklich.

6. Kapazitätsmechanismus

Die Kommission fordert Deutschland auf, dafür zu sorgen, dass die Gestaltung seines Kapazitätsmechanismus die Anforderungen der Verordnung (EU) 2019/943 erfüllt, und seinen Mechanismus erforderlichenfalls gemäß Artikel 22 Absatz 5 der Verordnung anzupassen.

Die Kommission möchte darauf hinweisen, dass in Artikel 21 Absatz 4 der Verordnung (EU) 2019/943 festgelegt ist, dass die Mitgliedstaaten keine Kapazitätsmechanismen einführen dürfen, wenn sowohl die europäische als auch die nationale Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen oder, falls keine nationale Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen vorliegt, die europäische Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen keine Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit der Ressourcen ergeben hat. Im vorgelegten Plan heißt es: *„Deutschland sieht grundsätzlich keine Bedenken bei der Angemessenheit der Ressourcen im deutschen Strommarkt“*. Deutschland hat in seiner Antwort auf den Fragenkatalog der Kommission erklärt, dass sich diese Aussage auf häufig auftretende Nachfrage- und Angebotsituationen bezieht. Deutschland argumentiert, dass die nationale und europäische Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf solche häufig vorkommenden Marktsituationen, einschließlich kalter Winter und heißer Sommer, abzielen, extreme Situationen aber nicht berücksichtigt würden. Die Kapazitätsreserve zielt nach Angaben der deutschen Behörden auf solche Extremsituationen ab und basiert auf einem angemessenen Worst-Case-Szenario, das derzeit noch analysiert wird.

Es erscheint zwar plausibel, weniger weitreichende Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit der Ressourcen als Rechtfertigung für kleinere Mechanismen zu akzeptieren, die weniger Auswirkungen auf den Markt haben, jedoch geht aus der Verordnung eindeutig hervor, *dass ohne Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit der Ressourcen kein Kapazitätsmechanismus zulässig ist*. Die Kommission fordert die deutschen Behörden daher nachdrücklich auf, Sorge dafür zu tragen, dass Kapazitätsmechanismen nur auf der Grundlage objektiver Kriterien eingeführt und Verträge nur nach einer Abschätzung der Angemessenheit

der Ressourcen gemäß Artikel 21 Absatz 6 der Verordnung (EU) 2019/943 geschlossen werden.

Die Kommission ersucht Deutschland, seine Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen gemäß den Anforderungen der ACER-Methode vom 2. Oktober 2020 für die europäische Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen zu aktualisieren. Die Kommission begrüßt, dass die deutschen Behörden gemeinsam mit Luxemburg auf die Einführung von Zuverlässigkeitsstandards und eines Wertes der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung hinarbeiten. Die Kommission fordert die deutschen und luxemburgischen Behörden auf, die jeweiligen ACER-Methoden für Kosten des Markteintritts, den Wert der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung sowie die Zuverlässigkeitsstandards zu übernehmen. Die Kommission weist darauf hin, dass die Dimensionierung jeder Reserve in direktem Zusammenhang mit den festgestellten Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit der Ressourcen und des Zuverlässigkeitsstandards stehen muss.

IV. SCHLUSSFOLGERUNG

Gemäß Artikel 20 Absatz 5 der Verordnung (EU) 2019/943 fordert die Kommission Deutschland auf, seinen Umsetzungsplan zu ändern, um den vorstehenden Ausführungen der Kommission weitestgehend Rechnung zu tragen. Deutschland wird ersucht, seinen geänderten Plan innerhalb von drei Monaten zu veröffentlichen und die Kommission davon in Kenntnis zu setzen.

Gemäß Artikel 20 Absatz 6 der Verordnung (EU) 2019/943 muss Deutschland die Anwendung des Umsetzungsplans beobachten und die Ergebnisse der Beobachtung in einem Jahresbericht veröffentlichen, den es der Kommission übermittelt. Deutschland wird ersucht, in diesem Bericht darzulegen, ob und inwieweit die Marktreformen nach dem vorgesehenen Zeitplan durchgeführt wurden, und, falls keine Reformen durchgeführt wurden, die Gründe dafür zu erläutern.

Der Standpunkt der Kommission zu dieser Notifizierung greift etwaigen anderen Stellungnahmen zur Vereinbarkeit nationaler Umsetzungsmaßnahmen mit dem EU-Recht nicht vor.

Die Kommission wird diese Stellungnahme auf ihrer Website veröffentlichen. Sie betrachtet die hierin enthaltenen Informationen nicht als vertraulich. Deutschland wird gebeten, der Kommission innerhalb von zehn Arbeitstagen nach Eingang dieses Schreibens unter Angabe von Gründen mitzuteilen, ob dieses Dokument ihrer Ansicht nach gemäß EU- und nationalen Rechtsvorschriften über das Geschäftsgeheimnis vertrauliche Informationen enthält, die vor der Veröffentlichung gestrichen werden sollten.

Brüssel, den 18.10.2021

*Für die Kommission
Kadri Simson
Mitglied der Kommission*

