

Antwort

der Bundesregierung

**auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Oliver Krischer, Annalena Baerbock, Dr. Julia Verlinden, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN
– Drucksache 18/9157 –**

Konventionelle Mindesterzeugungskapazitäten und Abregelungen

Vorbemerkung der Fragesteller

In den vergangenen Jahren ist es – und es wird wohl auch in den kommenden Jahren – vermehrt zu Abregelungen von Stromerzeugungsanlagen kommen. Aus Gründen des Investitionsschutzes wird abgeregelter Strom gesetzlich entschädigt. Dies betrifft vor allem Erneuerbare-Energien-Anlagen, da diese flexibel und schnell regelbar sind.

Unflexible fossile Kraftwerke können sich dies zum einen technisch und zum anderen aufgrund von hohen Anfahrtkosten nicht leisten. Für den sicheren Betrieb des Stromnetzes sind verschiedene Systemdienstleistungen zur Spannungs- und Frequenzhaltung oder die Bereitstellung von Blindleistung erforderlich. Diese Leistungen werden bisher überwiegend durch konventionelle Kraftwerke (Must-run-Kapazitäten) erfüllt. Doch technisch sind erneuerbare Energien bereits in der Lage, dies ebenfalls zu erfüllen. Allerdings bedarf es dazu Anpassungen auf dem Regelenergiemarkt. Bisher wird der Einsatz erneuerbarer Energien basierter Systemdienstleistungen teilweise durch regulatorische Hürden bzw. unklare Vergütungsregelungen behindert.

1. Welche Kraftwerke werden in Deutschland durchgehend oder zeitweise als so genannte Must-run-Kapazitäten betrieben (bitte nach Bundesländern und Landkreisen anlagenscharf auflisten)?

Ursachen der Mindesterzeugung sind situationsabhängig entweder netz- bzw. systemtechnische Anforderungen, die auf direkte Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in den Kraftwerkseinsatz zurückzuführen sind, oder dezentrale Einsatzentscheidungen der Kraftwerksbetreiber aus unterschiedlichen Beweggründen. Eine allgemeine Deklaration eines Kraftwerkes als „Must-run-Kapazität“ ist daher kaum möglich. Bislang liegen der Bundesregierung entsprechende Informationen zu Must-Run-Kapazitäten nicht vor. Der Bundesnetzagentur wird allerdings in den §§ 12 Absatz 5 Nummer 4 i. V. m. 63 Absatz 3a des novellierten EnWG eine Kompetenz zur Evaluierung der Mindesterzeugung übertragen, sodass künftig detaillierte Aussagen zu Einflussfaktoren für die Mindesterzeugung

getroffen werden können. Der erste Bericht soll am 31. März 2017 veröffentlicht werden.

2. Welchen Beitrag leisten die oben genannten Kraftwerke zur Systemsicherheit, z. B. zur Bereitstellung von induktiver oder kapazitiver Blindleistung (in kvar/kvarh) auf Netzebene (HöS, HS, MS, NS), Frequenzhaltung (aufgeteilt nach MRL, SRL, PRL; rotierende Massen; in MW Bereitstellung/MWh Abruf), Schwarzstartfähigkeit (netzgebietsscharf; bitte die Kraftwerke nach Netzgebiet mit der installierten Leistung und der minimalen und maximalen Flexibilität auflisten)?

Zurzeit liegen der Bundesregierung keine Erkenntnisse zu dieser Frage vor (vgl. Antwort zu Frage 1). Erste Erkenntnisse werden mit der Vorlage des Berichts der Bundesnetzagentur zur Mindesterzeugung erwartet. Der Bericht, der das Jahr 2015 untersuchen wird, wird zunächst auf den bei den Übertragungsnetzbetreibern und Kraftwerksbetreibern bereits vorliegenden Daten aufbauen. Zukünftig werden die Anforderungen an die zu übermittelnden Daten konkretisiert, sodass spezifischere Aussagen zur Mindesterzeugung möglich werden.

3. Welche Konsequenzen zieht die Bundesregierung aus der Studie der Übertragungsnetzbetreiber zum Thema „Konventionelle Mindesterzeugung – Einordnung, aktueller Stand und perspektivische Behandlung“ (www.netztransparenz.de), und welche energiewirtschaftliche Notwendigkeit sieht sie in dem in der Studie als „PROD_min“ dargestellten Wert von 20 GW konventioneller Kapazitäten?

Die (Vor-)Studie von Consentec im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber gibt einen ersten Einblick in das komplexe Thema der konventionellen Mindesterzeugung und wird von der Bundesregierung begrüßt. Sie lässt jedoch nur eher allgemeine Schlussfolgerungen zu, die weiterer Analysen bedürfen. Die Studie untersucht, in welchem Umfang und aus welchen Gründen konventionelle Kraftwerke trotz negativer Preise ihre Produktion nicht einstellen. Sie gibt zu erkennen, dass der weitaus größte Teil der im Markt verbleibenden konventionellen Erzeugungsleistung („Prod_min“) auf Entscheidungen im Raum der Kraftwerksbetreiber beruht. Die Entscheidungen der Kraftwerksbetreiber sind das Resultat einer betriebswirtschaftlichen Optimierung. Hierbei sind neben Einschränkungen der Kraftwerkstechnologie auch Verdienstmöglichkeiten innerhalb und außerhalb des Strommarktes zu beachten.

Die Studie lässt ferner erkennen, dass ein wesentlicher Teil der über Prod_min hinausgehenden Mindesterzeugung auf die Entlastung von Netzengpässen (Redispatch) entfällt. Die Bundesregierung sieht darin einen weiteren Beleg für die Notwendigkeit eines zügigen und bedarfsgerechten Netzausbaus.

4. Mit welcher Begründung – insbesondere in Hinblick auf Klimaschutzaspekte – werden Erneuerbare-Energien-Anlagen vor konventionellen Kraftwerken heruntergeregelt, und sind fossile Kraftwerke in diesem Zusammenhang nicht zu unflexibel?

Einspeisemanagement findet bei Erneuerbaren-Energien-Anlagen nachrangig zum Redispatch und zu Abregelungen nach § 13 Absatz 2 EnWG mit konventionellen Kraftwerken statt. Das Gleiche gilt für die Abregelung hocheffizienter KWKG-Anlagen, die somit auf der gleichen Stufe der Abschaltreihenfolge stehen wie Erneuerbare-Energien-Anlagen.

Die Abschaltreihenfolge bezieht sich aber nur auf Maßnahmen, die geeignet sind, die drohende Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems abzuwenden. Wenn die Abschaltung eines konventionellen Kraftwerkes keine praktische Entlastung des gefährdeten Betriebsmittels bewirken würde (z. B. aufgrund seiner regionalen Lage, wegen fehlender Leitungskapazität im Verteilernetz, wegen unzureichender Kuppelkapazität), darf dieses Kraftwerk nicht nach § 13 Absatz 1 oder Absatz 2 EnWG abgeschaltet werden. Eine Abregelung von netzentlastenden Erneuerbare-Energien-Anlagen weicht insoweit dann nicht von der Abschaltreihenfolge ab. Darüber hinaus kann es notwendig sein, trotz einer möglichen entlastenden Wirkung einer Abregelung eines konventionellen Kraftwerks stattdessen Erneuerbare-Energien-Anlagen abzuregeln, weil die Abregelung des konventionellen Kraftwerks ihrerseits eine Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems hervorrufen würde (z. B. Gefährdung der Regelleistung, fehlende Blindleistungskompensation, Verursachung einer Überlastung im Verteiler- oder Übertragungsnetz). Die Bundesregierung verfolgt daher das Ziel, dass künftig auch Erneuerbare-Energien-Anlagen die für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems notwendigen Systemdienstleistungen in größerem Umfang erbringen können (insoweit wird auf die Antwort zu Frage 16 verwiesen).

5. Wie viele Tonnen CO₂ wären im Jahr 2015 eingespart worden, wenn die Mindestleistung konventioneller Kraftwerke um 5 GW reduziert worden wäre, bzw. in welchem Umfang wäre die im Rahmen des Einspeisemanagements abgeregelt Energie zurückgegangen?

Der CO₂-Ausstoß konventioneller Kraftwerke wurde in Ergänzung zu den beim Umweltbundesamt im Zusammenhang mit dem Emissionshandel vorhandenen Informationen durch die Bundesnetzagentur erstmalig für Monitoringzwecke im Jahr 2016 erhoben. Die Daten werden derzeit plausibilisiert. Eine Aussage zur möglichen Einsparung von CO₂ lässt sich aus den vorliegenden Daten derzeit jedoch nicht ableiten. Insoweit wird auch auf die Antwort zu Frage 1 verwiesen.

6. Welchen konkreten Nutzen haben unflexible Kraftwerke für die Netzsicherheit nach Ansicht der Bundesregierung, und weshalb werden diese Kraftwerke trotz Einspeisevorrang der erneuerbaren Energien nicht abgeschaltet, bzw. die Flexibilität dieser Kraftwerke durch geeignete Maßnahmen erhöht?

Die gesetzlichen Regelungen zum Einspeisevorrang zugunsten von Erneuerbare-Energien- und KWK-Strom sehen keine Ausnahme für unflexible Kraftwerke vor. Der Vorrang ist daher auch bei der Einspeisung von Strom aus weniger flexiblen konventionellen Kraftwerken innerhalb der technischen Möglichkeiten zu beachten.

Anreize zur Erhöhung der Flexibilität ergeben sich für einen großen Teil der Stromerzeugungsanlagen vor allem aus Marktanreizen. Wer flexibler auf Preisänderungen oder Prognoseabweichungen reagieren kann, profitiert davon. Das gilt insbesondere für die Reaktion auf negative Börsenpreise, sofern diese Marktsignale nicht durch andere Anreize überlagert werden (vgl. Antwort zu Frage 3).

7. Wie hoch war die Anzahl von Erneuerbaren-Energien-Anlagen in den vergangenen fünf Jahren, die zwangsabgeschaltet werden mussten (bitte nach Jahren, Energieerzeugungsform und Stromerzeugungsmenge aufschlüsseln)?

Wurde in allen Fällen durch die Netzbetreiber eine Anzeige nach § 13 Absatz 2a Satz 6 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) erstattet und die Gründe benannt?

Wenn nicht, wie ist dies zu begründen?

Abregelungen von Erneuerbaren-Energien-Anlagen erfolgten nach Kenntnis der Bundesregierung bisher hauptsächlich aufgrund einer Überlastung der Netzkapazität und damit nach §13 Absatz 2, 2a EnWG i. V. m. § 14 EEG (Einspeisemanagement). Das Einspeisemanagement ist eine speziell geregelte Netzsicherheitsmaßnahme gegenüber den Erneuerbare-Energien-Anlagen, Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung. Der in diesen Anlagen erzeugte Strom ist vorrangig in die Netze einzuspeisen und zu transportieren (§ 11 Absatz 1 und Absatz 5 EEG, § 4 Absatz 1 und Absatz 4 Satz 2 KWKG). Die verantwortlichen Netzbetreiber können unter besonderen Voraussetzungen jedoch auch diese bevorrechtigte Einspeisung vorübergehend abregeln, wenn die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um den insgesamt erzeugten Strom abzutransportieren (§§ 14, 15 EEG i. V. m. § 13 Absatz 2, 2a Satz 3 EnWG und für KWK-Anlagen auch i. V. m. § 4 Absatz 1 Satz 2 KWKG). Insbesondere müssen die vorrangigen Abregelungsmaßnahmen gegenüber konventionellen Erzeugern zuvor ausgeschöpft werden. Die Netzausbaupflichten der für die Netzengpässe verantwortlichen Netzbetreiber bleiben parallel bestehen.

Die Bundesnetzagentur veröffentlicht in ihrem jährlichen Monitoringbericht und in den Quartalsberichten zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Informationen zum Umfang der Einspeisemanagement-Maßnahmen. Eine Zusammenfassung der aktuell zur Verfügung stehenden Daten enthält die nachstehende Tabelle:

Entwicklung der Ausfallarbeit (inkl. Wärme) nach § 14 EEG (in GWh) 2009-2015

EEG-Energieträger	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Wind an Land	73,10	125,20	409,70	358,50	480,30	1221,50	4110,57
Wind auf See	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,30
Solare Strahlungsenergie	0,40	1,60	2,60	16,10	65,50	245,20	227,65
Biomasse	0,00	0,00	5,90	9,40	8,80	112,10	364,37
Wasserkraft	0,00	0,00	0,10	0,30	0,10	0,80	3,01
Deponie-, Klär- & Grubengas	0,00	0,00	0,03	0,05	0,03	0,24	0,89
Anlagen nach dem KWK	0,10	0,00	2,30	0,50	0,10	0,80	1,50
Insgesamt	74	127	421	385	555	1.581	4.722

Quelle: Bundesnetzagentur: „EEG in Zahlen“.

Im Monitoring nach § 35 EnWG wurden Daten zu Abregelungen durch die Bundesnetzagentur bisher nur einmal jährlich erhoben. Durch die Etablierung eines neuen Datenmeldeverfahrens erhält die Bundesnetzagentur seit 2015 ad hoc- und Quartalsmeldungen zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen von Netzbetreibern. Daraus ergibt sich ein sehr viel differenzierteres und schneller nachvollziehbares Bild. Die Analyse und Nachvollziehbarkeit des Vorgehens der verantwortlichen Netzbetreiber sind dabei eine wichtige Grundlage für die Bundesnetzagentur zur Wahrnehmung ihrer Aufgaben. Im Rahmen der neuen Erhebung sollen die

Netzbetreiber auch angeben, ob sie bei einer durchgeführten Maßnahme vom Einspeisevorrang abgewichen sind.

Bisher wurden lediglich von zwei Verteilnetzbetreibern bei im Jahr 2015 durchgeführten Maßnahmen entsprechende Angaben gemacht, die sich im Nachgang allerdings als Meldefehler herausstellten. Es lagen keine Abweichungen vom Einspeisevorrang vor. Der Bundesregierung liegen daher aktuell keinerlei Erkenntnisse oder Verdachtsfälle vor, die auf ein anderes Verhalten der Netzbetreiber bei der Durchführung von Abregelungsmaßnahmen von Erneuerbaren-Energien-Anlagen hindeuten würden.

8. Wie hoch war die Anzahl von konventionellen Kraftwerken in den vergangenen fünf Jahren, die zwangsabgeschaltet werden mussten (bitte nach Jahren, Energieträger und Stromerzeugungsmenge aufschlüsseln)?

Der Bundesregierung liegen derart detaillierte Informationen zu Kraftwerken oder Kraftwerksblöcken nicht vor. Im Monitoring nach § 35 EnWG und den Quartalsberichten zur Netz- und Systemsicherheit ergeben sich folgende Werte für die Ausfallarbeit konventioneller Kraftwerke, die nach § 13 Absatz 2 EnWG abgeregelt wurden. Seit 2015 können diese Werte auch für die abgeregelteten Energieträger aufgeschlüsselt werden:

Entwicklung der Abregelungsmengen konventioneller Energieträger nach § 13 Abs. 2 EnWG					
Energieträger konventionell	2011	2012	2013	2014	2015
Abfall					24.110 MWh
Erdgas					880 MWh
Braunkohle					130 MWh
Steinkohle					820 MWh
Mineralöl					20 MWh
Insgesamt	50.131 MWh	23.199 MWh	1.609 MWh	8.193 MWh	25.960 MWh

Quelle: Monitoring- und Quartalsberichte der Bundesnetzagentur

9. Wie ist die Verteilung der Anzeigen nach § 13 Absatz 2a Satz 6 EnWG auf die vier Regelenergiezonen verteilt, welche zehn Netzbetreiber haben am häufigsten Meldungen erstattet, und welche Gründe wurden angeführt, und wie ist die Gewichtung der einzelnen Gründe (bitte in absoluten Zahlen aufschlüsseln)?

Es wird auf die Antwort zu Frage 7 verwiesen.

10. Welche finanzielle Summe an Entschädigungszahlungen wurde dabei in den vergangenen fünf Jahren gezahlt?

Die Abregelung von Erzeugungsanlagen nach § 13 Absatz 2 EnWG erfolgt entschädigungslos. Im Falle von Einspeisemanagementmaßnahmen nach §13 Absatz 2, 2a EnWG i. V. m. § 14 EEG hat der Betreiber der abgeregelteten Anlage

Anspruch auf eine Entschädigung der entstandenen Ausfallarbeit und -wärme nach Maßgabe von § 15 Absatz 1 EEG. Die Entschädigungskosten trägt der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Einspeisemanagementmaßnahme liegt. Der Anschlussnetzbetreiber ist verpflichtet, dem Betreiber der abgeregelten Anlage die Entschädigung auszus zahlen. Lag die Ursache bei einem anderen Netzbetreiber, so muss der verantwortliche Netzbetreiber dem Anschlussnetzbetreiber die Entschädigungskosten erstatten. Die pro Jahr ausgezahlten Entschädigungen für Einspeisemanagementmaßnahmen haben sich wie folgt entwickelt:

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ausgezahlte Entschädigungen für Einspeisemanagement (in Mio. Euro)	6,04	10,23	33,47	33,10	43,74	82,69	Wert liegt noch nicht vor

Quelle: Monitoringberichte der Bundesnetzagentur (siehe weitere Informationen zum Jahr 2015 im „3. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen“ der Bundesnetzagentur*)

Für 2015 liegt die auf Angaben der Netzbetreiber beruhende vorläufige Schätzung der Bundesnetzagentur für Entschädigungsansprüche (anders als ausgezahlte Entschädigungen) von Anlagenbetreibern durch Einspeisemanagement bei 478 Mio. Euro.

Im Übrigen wird auf die Antwort zu Frage 7 verwiesen.

11. Wie wurden die Anzeigen nach § 13 Absatz 2a Satz 6 EnWG inhaltlich kontrolliert, welche Organisationseinheit ist dafür zuständig, und gibt es ein verbindliches internes Verfahren für die Überprüfung (bitte begründen)?

Es wird auf die Antwort zu Frage 7 verwiesen.

12. Gab es Fälle, bei denen die Regulierungsbehörde der Auffassung war, dass eine Einschränkung des Vorrangs erneuerbarer Energien unrechtmäßig erfolgt ist, und wenn ja, welche, und wie wurde darauf reagiert?

Es wird auf die Antwort zu Frage 7 verwiesen.

13. Kann die Bundesregierung ausschließen, dass konventionelle Kraftwerke Regelleistung mit einem Leistungspreis nahe 0 Euro anbieten, um als technologische Mindestlast zu gelten, und welche Schlussfolgerungen zieht die Bundesregierung aus der Entwicklung der Leistungspreise im Regelenergie markt, und wie plant sie gegenzusteuern?

Der Bundesregierung liegen keine Erkenntnisse darüber vor, dass niedrige Leistungspreise für die Erbringung von Regelleistung geboten werden, um als technologische Mindestlast zu gelten. Es ist auch fraglich, ob Anlagenbetreiber hierzu einen ökonomischen Anreiz haben, da sie gemäß § 13 Absatz 1a EnWG bei Durchführung von Maßnahmen im Redispatch nach § 13 Absatz 1 Nummer 2 EnWG Anspruch auf eine angemessene Vergütung haben, wenn sie auf Anforde-

* www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/System-_u_Netzesicherheit/Quartalsbericht_Q4_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1

nung durch die Betreiber von Übertragungsnetzen eine Leistungsanpassung vornehmen müssen. Soweit sehr niedrige Leistungspreise geboten werden, könnte dies etwa dem Ziel geschuldet sein, beim Regelenergiemarkt zum Zuge kommen zu können.

Es besteht die Notwendigkeit, den Regelenergiemarkt fortzuentwickeln. Die Bundesregierung hat dazu im Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ mögliche Maßnahmen skizziert. Die Bundesnetzagentur hat darauf aufbauend zwei Festlegungsverfahren eingeleitet (BK6-15-158, BK6-15-159). Schwerpunkt der Festlegungsverfahren ist es, durch eine Veränderung der Ausschreibungsmechanismen bei der Sekundärregelung und der Minutenreserve den Kreis der Anbieter zu erhöhen und damit den Wettbewerb zu vergrößern. Diese Maßnahmen sollen es insbesondere Erneuerbare-Energien-Anlagen erleichtern, Regelleistung und -arbeit zu erbringen. Die Festlegungsverfahren dauern zurzeit an. Ein Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur sowie die dazu eingegangenen Stellungnahmen sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.*

Darüber hinaus wird im Rahmen der Europäischen Netzkodizes diskutiert, einen Regularbeitsmarkt einzuführen. Dies würde Anbietern ermöglichen, auch ohne vorherigen Zuschlag für die Erbringung von Regelleistung Regularbeit anbieten zu können.

14. Kann die Bundesregierung ausschließen, dass konventionelle Kraftwerke Wärmelieferverträge abschließen, um als Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK)-Anlagen nachrangig abgeregelt zu werden, und liegen der Bundesregierung Erkenntnisse vor, in wie vielen Stunden des Jahres Kraftwerke über 100 MW eine Wärmenutzung von weniger als 50 Prozent aufweisen?

Die Nutzung von Wärme aus Kraftwerken ist sinnvoll, weil sie hilft, CO₂-Emissionen zu mindern. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass konventionelle Kraftwerke Wärme-Lieferverträge abschließen, um als KWK Anlage nachrangig abgeregelt zu werden. Jedoch beziehen sich die Sonderregelungen nach § 13 Absatz 2a Satz 3 EnWG i. V. m. §§ 14,15 EEG ausschließlich auf vorrangberechtigte Einspeisung aus KWK-Anlagen. Dieser KWK-Strom ist nach § 2 Nummer 16 KWKG definiert und ist grundsätzlich nur der Stromanteil, der tatsächlich in einem gekoppelten Prozess unter Auskopplung und Nutzung der Wärme entsteht. Der nicht vorrangberechtigte Kondensationsstromanteil aus KWK-Anlagen ist hingegen wie jeder nichtprivilegierte konventionelle Strom zu behandeln.

15. Wie hoch sind die jährlichen volkswirtschaftlichen Gesamtkosten, die eingespart werden könnten, wenn bereits am Vortag über eine bevorstehende Abregelung informiert würde, so dass die im Bilanzkreis fehlende Leistung am Markt nachbeschafft werden könnte?

Die Bundesregierung schließt nicht aus, dass sich durch eine frühere Information der Anlagenbetreiber über eine bevorstehende Abregelung im Rahmen des Einspeisemanagements volkswirtschaftliche Kosten verringern ließen. Die genaue Höhe ist aber aus verschiedenen Gründen nicht bezifferbar. Für eine Bewertung müssen zudem sowohl Vor- als auch Nachteile einer früheren Information der Anlagenbetreiber abgewogen werden.

In einer vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie beauftragten Studie zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit wird derzeit unter anderem

* www.bundesnetzagentur.de/cln_1431/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer6/BK6_11_Laufende_Verfahren/LaufendeVerfahren_node.html

untersucht, wie ein energetischer Ausgleich der durch Einspeisemanagement bzw. Redispatch abgeregelten Erneuerbare-Energien- bzw. KWK-Leistung systematisch über alle Netzebenen erfolgen könnte bzw. was hier gesamtwirtschaftlich, netztechnisch und prozessual vorteilhaft wäre.

16. Sieht die Bundesregierung technische Restriktionen, die dagegen sprechen, Systemdienstleistungen ausschließlich durch Erneuerbare-Energien-Anlagen (Wind, Photovoltaik, Wasserkraft, Biomasse) und Batterien bereitzustellen, und wenn ja, welche?

Die technischen Möglichkeiten der Erneuerbare-Energien-Anlagen hängen stark von der jeweiligen Systemdienstleistung (Frequenzhaltung durch Momentanreserve oder Regelenergie, Spannungshaltung und Blindleistungserbringung, Betriebsführung mit Engpassmanagement oder Netzwiederaufbau) ab, die sie erbringen wollen. Viele moderne Anlagen verfügen schon heute über technische Fähigkeiten ausgewählte Systemdienstleistungen bereitzustellen. So erbringen diese Anlagen unter anderem wichtige Beiträge zur Spannungshaltung oder können ausgewählte Regelleistungsarten bereitstellen.

Eine Herausforderung besteht darin, das System der Systemdienstleistungen für die Versorgungssicherheit von einem aus Schwungmassen von Kraftwerken gespeisten System hin zu einem maßgeblich über die Leistungselektronik eines Umrichters bei Wind-, PV- oder Speicheranlagen gesteuerten System umzustellen. Die Umstellung auf alternative Erbringer wie Erneuerbare Energien, Lasten oder Speicher ist insofern technisch und prozessual anspruchsvoll und mit langen Umsetzungszeiten verbunden. Neue Konzepte für die künftige Erbringung der verschiedenen Systemdienstleistungen dürfen sich dabei auch nicht ausschließlich auf das technisch Machbare beschränken, sondern müssen für alle Beteiligten auch wirtschaftlich realisierbar sein. So können bei einigen Systemdienstleistungen, wie bspw. Spannungshaltung, die Netzbetreiber auch eigene Netzbetriebsmittel in Ansatz bringen, anstatt konventionelle oder erneuerbare Erzeugungsanlagen zu nutzen, was für das künftige Gesamtsystem vorteilhaft sein kann. Insgesamt besteht bei der Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen noch ein erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Hingewiesen wird in diesem Zusammenhang zum Beispiel auf die Diskussionen im Rahmen der dena-Plattform Systemdienstleistungen (www.plattform-systemdienstleistungen.de/), in der mit einem branchenübergreifenden Teilnehmerkreis ein Beitrag zur Weiterentwicklung aller Systemdienstleistungen geleistet wird.

17. Wie hoch ist nach Kenntnissen der Bundesregierung die konventionelle Mindesterzeugung in GW, und wie hoch ist die technische Mindesterzeugung, die für den Erhalt der Systemsicherheit erforderlich ist?

Es wird auf die Antwort zu Frage 1 verwiesen.

18. Wie ist es möglich, dass die Energiemenge von Redispatch-Eingriffen zur Reduzierung von Wirkeinspeisung nicht der Energiemenge von Redispatch-Eingriffen zur Erhöhung von Wirkeinspeisung entspricht?

Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasieren Fahrplan von Erzeugungseinheiten zur räumlichen Verlagerung von Kraftwerkseinspeisungen. Dabei werden Kraftwerke auf der einen Seite des Netzengpasses auf Basis vertraglicher Verpflichtungen oder aufgrund eines gesetzlichen Schuldverhältnisses vom Übertragungsnetzbetreiber angewiesen, ihre Einspeiseleistung abzusenken, während zugleich Kraftwerke auf der anderen Seite des Netzengpasses angewiesen

werden, ihre Einspeiseleistung zu erhöhen. Auf die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Last im Ganzen haben diese Eingriffe damit keine Auswirkungen, da stets sichergestellt wird, dass abgeregelte Mengen durch gleichzeitiges Hochregeln physikalisch und bilanziell ausgeglichen werden. In Einzelfällen können die Teilmengen „Einspeisereduzierung“ und „Einspeiseerhöhung“ aus folgenden Gründen voneinander abweichen: Bei spannungsbedingtem Redispatch können Ausgleichmaßnahmen der Systembilanz auch über Börsengeschäfte getätigt werden. Technisch bedingte Anfahr- und Abfahrtrampen der beteiligten Kraftwerke können unterschiedlich sein. Bei grenzüberschreitenden Redispatchmaßnahmen wird die Menge der Kraftwerksanpassung im Ausland in der Veröffentlichung auf der Informationsplattform netztransparenz.de nicht ausgewiesen. Veröffentlicht wird dort nur der Teil der Maßnahme, welcher sich auf Kraftwerke innerhalb Deutschlands bezieht. Der Bundesnetzagentur liegen aber für grenzüberschreitende Redispatchmaßnahmen sowohl die Werte der Einspeisereduzierungen als auch der Einspeiseerhöhungen vor.

