

Antwort

der Bundesregierung

**auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Bärbel Höhn, Harald Ebner,
Hans-Josef Fell, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN
– Drucksache 17/10504 –**

Beschaffung und Abrechnung von Ausgleichsenergie

Vorbemerkung der Fragesteller

Im Winter 2011/2012 war die Situation in den deutschen Stromnetzen sehr angespannt. Insbesondere in den Monaten Dezember 2011 und Februar 2012 kam es aufgrund von zahlreichen Bilanzkreisabweichungen zu erheblichen Regelzonenungleichgewichten und damit zu einem starken Anstieg der Kosten für Ausgleichsenergie. Doch auch in dem darauf folgenden Frühjahr haben sich die Kosten für Ausgleichsenergie nicht normalisiert. Immer wieder kam es zu ungewöhnlich auffälligen Preisspitzen bei der Abrechnung von Bilanzkreisabweichungen.

Die erheblichen Bilanzkreisabweichungen im Dezember 2011 und Februar 2012 veranlassten die Bundesagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur), das derzeitige Ausgleichsenergieabrechnungssystem weiterzuentwickeln und dadurch stärkere Anreize für Bilanzkreisverantwortliche zu setzen, ihren Bilanzkreis ausgeglichen zu halten und die Beschaffung der Ausgleichsenergie zu minimieren. Am 28. Juni 2012 hat die Bundesnetzagentur hierzu ein Eckpunktepapier (BK6-12-024) veröffentlicht, welches erste Maßnahmen für eine Anpassung des Ausgleichsenergiepreissystems vorsieht. Die hohen Kosten für Ausgleichsenergie könnten jedoch nicht nur auf falsche Prognosen der Bilanzkreisverantwortlichen zurückzuführen sein.

Abgerufene Regelenergie durch Übertragungsnetzbetreiber

1. Welche Kenntnisse hat die Bundesregierung über den Abruf von Regelenergie seitens der Übertragungsnetzbetreiber?

Siehe Antwort zu Frage 2.

2. Wie werden die Beschaffung und der Abruf von Regelenergie kontrolliert?

Wie wird sichergestellt, dass keine vermeidbaren Kosten für die Händler, Lieferanten und schlussendlich die Verbraucher anfallen?

Abweichungen der Netzfrequenz vom Sollwert 50 Hz infolge von Leistungsungleichgewichten zwischen Erzeugung und Verbrauch werden von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen ihrer Systemverantwortung durch den Einsatz von Regelenergie in Form der drei Regelenergiequalitäten Primär- und Sekundärregelung sowie Minutenreserve ausgeglichen.

Die vorzuhaltende Primärregelleistung, die der schnellen Ausregelung größerer Leistungsungleichgewichte im gesamten ENTSO-E-Verbund Kontinentaleuropa dient, wird auf Basis der Leistung ermittelt, die bei zeitgleichem Ausfall der beiden größten Kraftwerksblöcke innerhalb dieses Verbunds auszugleichen wäre, und auf die beteiligten Übertragungsnetzbetreiber gemäß deren Letztverbraucherabsatz geschlüsselt sowie jährlich angepasst. Demgegenüber wird die Höhe der vorzuhaltenden Sekundärregelleistung sowie der vorzuhaltenden Minutenreserve von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern in einem gemeinsamen Dimensionierungsverfahren ermittelt, in welches Parameter wie z. B. Ausfallhäufigkeiten von Kraftwerken, Prognosefehler und das Niveau der Versorgungssicherheit (ausgedrückt durch eine Gesamtdefizitwahrscheinlichkeit von 0,025 Prozent*) einfließen. Dieses Dimensionierungsverfahren wurde im Auftrag der Bundesnetzagentur durch das Beratungsunternehmen Consentec in den Jahren 2008 sowie 2010 gutachterlich untersucht und von den Gutachtern bestätigt. Der Bedarf an vorzuhaltender Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung wird unter Berücksichtigung aktueller Eingangsparameter vierteljährlich angepasst.

Die Übertragungsnetzbetreiber beschaffen die drei Regelenergiequalitäten in Form von gemeinsamen offenen Ausschreibungen auf der Internetplattform www.regelleistung.net gemäß den Vorgaben der Bundesnetzagentur (vgl. Beschlüsse BK6-10-097/098 vom 12. April 2011, BK6-10-099 vom 18. Oktober 2011). Danach erfolgt die Ausschreibung der Primärregelleistung als symmetrisches Produkt, für welches keine Zeitscheiben vorgesehen sind. Der Sekundärregelleistungs- und Minutenreservebedarf hingegen ist für festgelegte Zeitscheiben jeweils separat für die positive und negative Regelrichtung zu beschaffen. Die Bezuschlagung der im Rahmen der Ausschreibung eingegangenen Regelleistungsangebote erfolgt auf Basis der Leistungspreise der Angebote, beginnend mit dem Angebot mit dem geringsten Leistungspreis in aufsteigender Reihenfolge. Der Leistungspreis dient der Vergütung der Vorhaltung der Regelleistung.

Der benötigte Bedarf an vorzuhaltender Regelleistung als auch die Ergebnisse der Ausschreibung sind von den Übertragungsnetzbetreibern zu veröffentlichen. Dies dient der Herstellung hinreichender Markttransparenz, ermöglicht aber zudem der Bundesnetzagentur die Beobachtung der Regelenergiemärkte sowie die Überprüfung der regelkonformen Regelenergiebeschaffung durch die Übertragungsnetzbetreiber.

Die Primärregelung arbeitet automatisch und proportional zur Abweichung der Netzfrequenz von ihrem Sollwert 50 Hz, während die Sekundärregelleistung von den Übertragungsnetzbetreibern jeweils zur Aufrechterhaltung des Leistungsgleichgewichtes innerhalb der einzelnen Regelzonen eingesetzt und die Minutenreserve bei größeren und länger andauernden Leistungsungleichgewichten zur Ablösung der Sekundärregelleistung aktiviert wird. Seit Einfüh-

* Eine Defizitwahrscheinlichkeit von 0,025 Prozent bedeutet, dass statistisch betrachtet die deutschlandweit vorgehaltene Regelleistung für 2,19 Stunden pro Jahr nicht ausreicht, um Leistungsungleichgewichte auszugleichen. In diesen Fällen können die Übertragungsnetzbetreiber auf Aushilfsvereinbarungen mit benachbarten ausländischen Übertragungsnetzbetreibern zugreifen.

zung des deutschlandweiten Netzregelverbands im Jahr 2010 (vgl. Beschluss BK6-10-111) nehmen die Übertragungsnetzbetreiber zur Vermeidung des sogenannten Gegeneinanderregelns zunächst auf sekundlicher Basis eine Saldierung der Leistungsungleichgewichte der einzelnen Regelzonen vor, bevor Regelenergie eingesetzt wird.

Der Abruf der Regelenergie, d. h. der Sekundärregelenergie und der Minutenreserve, folgt jeweils einer gesonderten deutschlandweiten Liste, die aus den bezuschlagten Angeboten besteht, und wird mit dem vom Anbieter bei der Gebotsabgabe geforderten Arbeitspreis entgolten. Die Abrufreihenfolge (Merit-Order) erfolgt grundsätzlich in Reihung der Arbeitspreise, beginnend mit dem günstigsten.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, die jeweils eingesetzte Sekundärregel- und Minutenreservearbeit in je viertelständlicher Auflösung, getrennt nach positiver und negativer Regelrichtung, sowohl für die jeweiligen Regelzonen als auch für den Netzregelverbund als Gesamtheit aller vier Regelzonen zu veröffentlichen. Ebenso sind die Salden der einzelnen Regelzonen sowie der Saldo des Netzregelverbands zu veröffentlichen. Im Rahmen dieser festgeschriebenen Veröffentlichungspflicht stehen den Marktakteuren entsprechende Daten für eine fundierte Markteinschätzung zur Verfügung, zugleich ist der Bundesnetzagentur damit aber auch die Möglichkeit der Beobachtung des Regelenergieeinsatzes durch die Übertragungsnetzbetreiber gegeben.

3. Wurde in der Vergangenheit (mindestens in den letzten 24 Monaten) nicht benötigte Regelenergie abgerufen?

Kann ausgeschlossen werden, dass in der Vergangenheit (mindestens in den letzten 24 Monaten) nicht benötigte Regelenergie abgerufen wurde?

Gab es hierauf bezogene konkrete Untersuchungen des Regel- und Ausgleichsenergiemarktes?

Wenn nein, warum nicht?

Wenn ja, welche, mit welcher Zielsetzung und mit welchem Ergebnis?

Siehe Antwort zu Frage 4.

4. Wie wird verhindert, dass nicht benötigte Regelenergie abgerufen wird?

Welche Maßnahmen haben die Bundesregierung oder nachgeordnete Behörden ergriffen, um die regelkonforme Inanspruchnahme von Regelenergie zu überwachen und zu gewährleisten?

In der Vergangenheit sind der Bundesnetzagentur verschiedene Hinweise von Marktteilnehmern in Bezug auf die Zweckentfremdung von für die Regelenergie vorgehaltenen Kapazitäten zur Engpassbeseitigung zugeleitet worden. Diesen Hinweisen ist die Bundesnetzagentur nachgegangen. Im Ergebnis der Untersuchung hat ein Übertragungsnetzbetreiber den gelegentlichen Zugriff auf Minutenreserve-Angebote für Redispatch-Zwecke zugestanden. Nach Darlegung des Übertragungsnetzbetreibers wurden die entsprechenden Regelarbeitskosten jedoch dem Redispatch zugeordnet und sind somit nicht in die Berechnung des Ausgleichsenergiepreises eingeflossen.

Die Bundesnetzagentur hat diese Problematik in ihrem gegenwärtigen Redispatch-Festlegungsverfahren (Az. BK6-11-098) aufgegriffen und bereits im Rahmen ihres im Januar dieses Jahres veröffentlichten Eckpunktepapiers explizit die Nutzung von Regelenergie zu Redispatch-Zwecken für grundsätzlich nicht zulässig erklärt.

Im Weiteren wird auf die Ausführungen zu den Fragen 1 und 2 verwiesen.

5. Wieso kam es entgegen der Vorgaben des Netzregelverbundes anscheinend dazu, dass gleichzeitig positive und negative Regelenergie beschafft wurde?

Wie wird verhindert, dass gleichzeitig positive und negative Regelenergie beschafft wird?

Gab es hierauf bezogene konkrete Untersuchungen?

Wenn nein, warum nicht?

Wenn ja, welche, mit welcher Zielsetzung und mit welchem Ergebnis?

Die gleichzeitige Beschaffung und Vorhaltung von positiver und negativer Regelenergie durch die Übertragungsnetzbetreiber entspricht den vorstehend dargestellten Beschaffungsvorgaben (siehe Antwort zu den Fragen 1 und 2).

Soweit vorliegend auf den gleichzeitigen Einsatz von positiver als auch negativer Regelenergie abgestellt wird, ist festzuhalten, dass nach den von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Daten Viertelstunden existieren, in denen positive wie auch negative Regelarbeit von den Anbietern abgerufen wurde. Dies ist jedoch nicht gleichbedeutend damit, dass in jenen Viertelstunden ein Gegeneinanderregeln erfolgt ist. Vielmehr liegt dem zugrunde, dass in diesen Viertelstunden ein Vorzeichen- bzw. Richtungswechsel der Frequenzänderung (Nulldurchgang des Regelzonensaldos des Netzregelverbunds) stattgefunden hat, der einen Wechsel der sekundlich abgerufenen (Sekundär-)Regelarbeit von positiv nach negativ bzw. umgekehrt erforderte. Für die Veröffentlichung des Regelenergieeinsatzes wurde von den Übertragungsnetzbetreibern sodann der Leistungsmittelwert der viertelstündlichen Daten separat für jede Regelrichtung ermittelt und angegeben.

6. Welche Konsequenzen ergeben sich bei einer unbegründeten oder un gerechtfertigten Abweichung von der vorgeschriebenen Merit-Order?

Welche für die Übertragungsnetzbetreiber?

Welche für die Energiehändler?

Welche für die Endverbraucher?

Lassen sich die Überzahlungen quantifizieren?

Wenn ja, wie hoch sind diese?

Wenn nein, warum nicht?

Der Abruf von Regelarbeit durch die Übertragungsnetzbetreiber hat gemäß den Vorgaben der Bundesnetzagentur grundsätzlich in Reihung der Arbeitspreise zu erfolgen. Abweichungen von der Merit-Order werden von der Bundesnetzagentur nur dann als zulässig erachtet, wenn netz- oder sicherheitstechnische Gründe dies zwingend erfordern. Im Fall von Abweichungen von der Merit-Order sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, diese unter Angabe einer Begründung auf der gemeinsamen Internetplattform transparent zu machen. Die Übertragungsnetzbetreiber verhalten sich entsprechend diesen Vorgaben.

Preisbildung bei der Ausgleichsenergie

7. Welche Maßnahmen ergreift die Bundesregierung oder ihr nachstehende Behörden, um die Bildung des regelzoneneinheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP) zu kontrollieren?

Wurden bereits Maßnahme ergriffen?

Wenn ja, welche, und mit welchem Ergebnis?

Wenn nein, warum nicht?

Im Rahmen der vorstehend dargestellten Veröffentlichungspflichten (siehe Antwort zu den Fragen 1 und 2) stehen relevante Daten der Regelenergiebeschaffung und des -einsatzes zu Verfügung, anhand derer seitens der Marktakteure die Bildung des jeweiligen reBAP nachvollzogen werden kann. Hinweise auf reBAP-Fehlberechnungen der Übertragungsnetzbetreiber liegen der Bundesnetzagentur nicht vor.

8. Wie erklärt die Bundesregierung, dass die Kosten für den Ausgleich der Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)-Bilanzkreise aller Übertragungsnetzbetreiber laut der unter www.eeg-kwk.net/de/file/UeNB_EEG-Kontostand-2012-05-31.pdf veröffentlichten Liste vom 31. Mai 2012 von durchschnittlich ca. 3 Mio. Euro in den Monaten Januar bis März 2012 auf über 21 Mio. Euro im Monat April 2012 angestiegen sind?

Zu diesem Sachverhalt verfügt die Bundesregierung aktuell über keine Informationen.

9. Wie erklärt die Bundesregierung, dass die Kosten für den untertägigen Ausgleich aller Übertragungsnetzbetreiber laut der unter www.eeg-kwk.net/de/file/UeNB_EEG-Kontostand-2012-05-31.pdf veröffentlichten Liste vom 31. Mai 2012 von durchschnittlich ca. 3 Mio. Euro in den Monaten Februar bis April 2012 auf über 9 Mio. Euro im Monat Mai 2012 angestiegen sind?

Zu diesem Sachverhalt verfügt die Bundesregierung aktuell über keine Informationen.

10. Welchen Grund gibt es dafür, dass es in einigen Viertelstunden in den Monaten Januar bis April 2012 trotz nahezu gleichbleibendem Bedarf an Ausgleichsenergie zu einem erheblichen Anstieg der Kosten für die Inanspruchnahme der Ausgleichsenergie gekommen ist?

Siehe Antwort zu Frage 11.

11. Wie kommt es, dass trotz konstant bleibendem Bedarf an Ausgleichsenergie der reBAP innerhalb von einer Stunde um einen vierstelligen Betrag schwanken kann?

Der reBAP ergibt sich gemäß dem von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Berechnungsmodell, indem die Kosten bzw. Erlöse für die Inanspruchnahme von Sekundärregel- und Minutenreservearbeit durch die abgerufene Regelarbeit geteilt werden.

Für Viertelstunden mit einem Nulldurchgang des Regelzonensaldos bedeutet dies, dass der energetische Saldo der eingesetzten positiven und negativen Regelarbeitsmengen der Viertelstunde gebildet wird. Dieser ist jeweils vom Größenverhältnis der abgerufenen positiven und negativen Regelarbeitsmengen der betreffenden Viertelstunde abhängig und kann daher eine große Bandbreite von Werten annehmen. Dies wiederum bewirkt erhebliche Schwankungen des reBAP und somit der entsprechenden Kosten für die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie durch die Bilanzkreisverantwortlichen.

12. Wie soll zukünftig das System geändert werden, dass es nicht mehr passieren kann, dass es bei einem sehr kleinen Regelzonenverbundsaldo zu einem sehr hohen reBAP kommt?

Vorliegend ist zu unterscheiden zwischen Viertelstunden mit einem niedrigen Regelzonensaldo, bei denen es infolge eines geringen Regelenergiebedarfs und demnach geringer Aktivierungskosten i. d. R. nicht zu sehr hohen reBAP kommt, und Viertelstunden mit einem Nulldurchgang des Regelzonensaldos. Bei Letzteren können im Falle etwa gleich großer Mengen eingesetzter positiver und negativer Regularbeit, also eines sehr kleinen energetischen Saldos der Regularbeitsmengen im Nenner der reBAP-Berechnungsformel, sehr hohe Ausgleichsenergiepreise entstehen. Im gegenwärtigen System wird dies seitens der Übertragungsnetzbetreiber durch eine Begrenzung des reBAP auf den maximalen Arbeitspreis der eingesetzten Regularbeit geheilt und die insoweit verbleibenden nichtwälzbaren Regularbeitskosten in Form einer konstanten Preiskomponente auf die Viertelstunden des Abrechnungsmonats verteilt. Dieser Sachverhalt entfaltet zwar grundsätzlich keine Fehlanreize in Bezug auf die ausgeglichene Bewirtschaftung der Bilanzkreise durch die Bilanzkreisverantwortlichen, wurde aber von der Bundesnetzagentur im Rahmen des Festlegungsverfahrens zur Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreissystems (Az. BK6-12-024) als überarbeitungswürdig identifiziert und soll in einem späteren, gesonderten Verfahren einer Lösung zugeführt werden.

Die Analyse der Wintersituation 2011/2012 hat indes ergeben, dass das gegenwärtige symmetrische Ausgleichsenergiepreissystem zwar grundsätzlich die richtigen Anreize zur ordnungsgemäßen Bilanzkreisbewirtschaftung setzt, jedoch nicht in ausreichendem Maße. Die Bundesnetzagentur konzentriert sich derzeit in ihrem o. g. Festlegungsverfahren insoweit primär auf die Erhöhung der Anreizwirkung, was mit künftig höheren Ausgleichsenergiepreisen einher gehen wird. Gemäß dem von der Bundesnetzagentur Ende Juni veröffentlichten Eckpunktepapier soll dies durch das Setzen von Ober- bzw. Untergrenzen für den Ausgleichsenergiepreis, die dem Intraday-Spotmarktpreis der betreffenden Stunde entsprechen, erreicht werden. Ferner ist beabsichtigt, die Bilanzkreisverantwortlichen zu Zeiten hohen Regelenergiebedarfs, die den Einsatz von mehr als 80 Prozent der vorgehaltenen Regelleistung erfordern, durch einen Zuschlag von 50 Prozent, mindestens aber 100 Euro/MWh, auf den Ausgleichsenergiepreis zu einem Verhalten anzureizen, das nicht System destabilisierend wirkt.

Fehler bei der Zuordnung von EEG-Anlagen in der Direktvermarktung im Januar und Februar 2012

13. Wie wird sichergestellt, dass bei Ummeldung der Erzeugungsanlagen zwischen Direktvermarktung und der festen EEG-Einspeisevergütung die Erzeugungsmengen rechtzeitig aus den entsprechenden Prognosen gelöscht und damit nicht doppelt im Rahmen der Erzeugungsprognosen berücksichtigt werden?

Welche konkreten Maßnahmen mit welchem Ergebnis wurden ergriffen?

Sind Maßnahmen geplant?

Wenn ja, welche?

Die Direktvermarkter sind gemäß § 33d EEG verpflichtet, den Wechsel in die Direktvermarktung den Verteilnetzbetreibern vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats mitteilen. Die Anlage wird daraufhin vom Verteilnetzbetreiber aus dem EEG-Bilanzkreis in einen Direktvermarktungsbilanzkreis des Vermarktlers zugeordnet. Die Mengen der Anlage werden somit nicht

mehr dem EEG-Vermarktungsmechanismus der ÜNB zugeordnet. Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass die Informationen des Anlagenbetreibers vom VNB auch an die ÜNB weitergegeben werden, die diese Anlage dann aus dem zu vermarktenden Portfolio herausnehmen. Hier kam es in der Anfangszeit insbesondere im Januar zu Schwierigkeiten, da Verteilnetzbetreiber teilweise zu spät die rechtzeitig eingegangenen Meldungen der Anlagenbetreiber an die ÜNB weiter geliefert haben. Diese Differenzen sind jedoch nicht dem EEG-Konto zugebucht worden, sondern als Bilanzkreisabweichungen den VNB belastet worden.

14. Wie werden die Bilanzkreisverantwortlichen dafür kompensiert, dass Übertragungsnetzbetreiber wegen des zuvor angesprochenen Sachverhaltes (siehe Frage 3) zuviel Regelenergie abrufen mussten und dadurch der reBAP überhöht gewesen sein dürfte?

Wenn keine Kompensation erfolgte/erfolgt, warum unterblieb/unterbleibt diese?

Siehe Antwort zu den Fragen 3 und 4.

Abregelung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien in substanzieller Größenordnung gemäß § 11 EEG in den Monaten Januar bis Mai 2012

15. Welche Kenntnisse hat die Bundesregierung über den Umfang und die genaue Vorgehensweise der Übertragungsnetzbetreiber bei der Abregelung von Anlagen aus erneuerbaren Energien?

Die Übertragungsnetzbetreiber übermitteln der Bundesnetzagentur monatlich, im Rahmen einer Engpassevaluierung, Informationen über die von ihnen durchgeführten, bzw. angeordneten Einspeisemanagementmaßnahmen (EMM). Aus den Daten kann der Zeitpunkt, der Zeitraum, die maximale Leistungsreduzierung, die betroffene Region sowie die Ursache für die EMM abgelesen werden. Sofern eine Weisung an einen nachgelagerten Netzbetreiber erfolgt ist, muss dieser ebenfalls angegeben werden. Informationen darüber, welche Anlagen von den EMM betroffen waren, werden hingegen nicht übermittelt.

16. In welchem Verhältnis gingen die Anordnungen der Abregelung vom Verteilnetzbetreiber oder vom Übertragungsnetzbetreiber aus?

Die unterjährige Abfrage einzelner Einspeisemanagementmaßnahmen erfolgt derzeit nur bei den Übertragungsnetzbetreibern, wie in der Antwort zu Frage 15 bereits beschrieben. Eine Gegenüberstellung der Anordnungen von Verteilnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern ist aus diesem Grund nicht möglich. Für die Verteilnetzbetreiber liegen derzeit nur die über das jährliche Monitoring abgefragten, Summenwerte vor, welche lediglich Aufschluss über die Verteilung der Einspeisemanagementmaßnahmen auf die einzelnen erneuerbaren Energieträger geben.

17. Welche Kenntnisse hat die Bundesregierung über die Einhaltung der in § 11 Absatz 2 und 3 EEG vorgesehenen Fristen durch die Übertragungsnetzbetreiber?

Die unverzügliche Unterrichtung erfolgt individuell nach Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber (in der Regel telefonisch und per

Fax/Mail). Eine Festlegung, nach der Netzbetreiber u. a. Maßnahmen nach § 11 EEG, deren Gründe und zugrunde liegende vertragliche Regelungen an die Regulierungsbehörde melden müssen, gibt es nicht. Insofern hat die Bundesnetzagentur keine Angaben zu an Anlagenbetreiber übermittelte Vorabinformationen. Informationen zu durchgeführten Einspeisemanagementmaßnahmen werden von den Netzbetreibern auf ihrer jeweiligen Internetseite veröffentlicht. Diese beinhalten die tatsächlichen Zeitpunkte, den jeweiligen Umfang, die Dauer und die Gründe der Regelung. Die Bundesnetzagentur erhält nur von den ÜNB im Rahmen einer monatlichen Engpassevaluierung die Informationen zu Einspeisemanagementmaßnahmen, deren Ursache im Übertragungsnetz lag. Darüber, welche Anlagen aufgrund der Maßnahmen abgeregelt wurden, liegen der Bundesnetzagentur keine Informationen vor. Diese werden der Bundesnetzagentur jährlich einmal im Zusammenhang mit der Monitoringabfrage in aggregierter Form von den VNB und ÜNB übermittelt und im Monitoringbericht veröffentlicht.

18. Wenn die Einhaltung der in § 11 Absatz 2 und 3 EEG vorgesehenen Fristen in der heutigen Form praktisch überhaupt nicht möglich sein sollte, wie plant die Bundesregierung das EEG anzupassen?

Der Bundesregierung liegen derzeit keine Hinweise dahingehend vor, dass die in § 11 Absatz 2 und 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vorgesehenen Fristen unangemessen sein könnten. Die Vorschriften werden jedoch im Rahmen des Erfahrungsberichts zum Erneuerbare-Energien-Gesetz, den die Bundesregierung dem Deutschen Bundestag bis zum 31. Dezember 2014 vorlegt, evaluiert. Auf dieser Grundlage wird über die Notwendigkeit von Änderungen des EEG zu entscheiden sein.

19. Wie ist gewährleistet, dass Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien gemäß § 11 Absatz 1 Satz 2 EEG tatsächlich nachrangig gegenüber übrigen Erzeugungsanlagen abgeregelt werden?

Die nachrangige Abregelung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (im Folgenden EE-Strom) wird durch entsprechende gesetzliche Regelungen vorgeschrieben. Die verantwortlichen Netzbetreiber sind dazu verpflichtet, Maßnahmen zur Beseitigung von Gefährdungen oder Störungen des Elektrizitätsversorgungssystems nach der gesetzlich vorgesehenen Rangfolge der Systemsicherheitsmaßnahmen vorzunehmen. Da die einschlägigen Regelungen im EnWG und im EEG in ihrer alten Fassung nicht gut aufeinander abgestimmt waren, hat zunächst die Bundesnetzagentur in ihrem Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement vom 29. März 2011 eine Abschaltfolge hergeleitet, die den Vorrang der Erneuerbaren Energien unter Beachtung der Versorgungssicherheit wahrt. Einspeisemanagement-Maßnahmen stehen erst auf der letzten Rangstufe der Systemsicherheitsmaßnahmen zur Verfügung. Insbesondere müssen vorrangig auch konventionelle Anlagen bis zur Grenze des „netztechnisch erforderlichen Minimums“ heruntergefahren werden. Im Zuge der Energiewende-Gesetzgebung wurden im Juli 2011 sowohl die Systemsicherheitsbestimmungen des § 13 EnWG als auch die Einspeisemanagementbestimmungen der §§ 11 und 12 EEG besser miteinander verzahnt und die Rangfolge klargestellt.

20. Mit welchen Sanktionen müssen Übertragungsnetzbetreiber im Falle der Nichteinhaltung des Einspeisevorrangs rechnen?

Sind solche Sanktionen schon realisiert worden?

Soweit Übertragungsnetzbetreiber Einspeisemanagement-Maßnahmen ergreifen, ohne zuvor die vorrangigen Systemsicherheitsmaßnahmen ausgeschöpft zu haben, ist diese Maßnahme nicht „erforderlich“. Nach § 12 Absatz 2 Satz 1 EEG ist er folglich nicht dazu berechtigt, die nach § 12 Absatz 1 EEG zu zahlende Entschädigung für das nicht erforderliche Einspeisemanagement bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz zu bringen. Es besteht für ihn daher bei der Nichteinhaltung der Rangfolge die Gefahr, die Kosten für die Entschädigungszahlungen selbst tragen zu müssen. Daneben ist die Aufsicht der Bundesnetzagentur nach § 61 Absatz 1 Nummer 1 EEG im Juli 2011 um die Befugnis erweitert worden, zu überwachen, dass Netzbetreiber nur Anlagen nach § 11 EEG regeln, zu deren Regelung sie berechtigt sind. Konkrete Sanktionsfälle hat es auf Seiten der Bundesnetzagentur noch nicht gegeben.

Abregelung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zur Gewährleistung der Systemstabilität gemäß § 13 Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) in den Monaten Dezember 2011 bis April 2012

21. Welche Anlagen waren von diesen Maßnahmen betroffen, und in welchem Umfang?

Die Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben die Bundesnetzagentur gemäß § 13 Absatz 5 Satz 1 EnWG über 26 Maßnahmen nach § 13 Absatz 2 EnWG für die Monate Dezember 2011 bis April 2012 informiert. Es wurden Stromeinspeisungen von EEG-, KWK- und konventionellen Anlagen um eine maximale Leistung von 4 805 MW und insgesamt eine Arbeit von ca. 37 000 MWh reduziert.

22. Wie wird die Einhaltung der in § 13 Absatz 2 Satz 2 EnWG vorgesehenen Informationspflichten der Übertragungsnetzbetreiber kontrolliert?

Grundsätzlich geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass die Übertragungsnetzbetreiber ihren Verpflichtungen nach dem EnWG nachkommen. Nur in begründeten Fällen würde die Bundesnetzagentur gezielt auf die Unternehmen zugehen und den Sachverhalt prüfen. Bisher ist es hierzu aber noch nicht gekommen.

23. Welche Kenntnisse hat die Bundesregierung darüber, ob und wie die vorgeschriebenen Informationspflichten tatsächlich erfüllt werden?

Siehe Antwort zu Frage 22.

24. Wie wird die Anwendung des § 13 Absatz 4 EnWG (Ruhe der Leistungspflichten) in der Praxis gehandhabt?

Die richtige Auslegung und Anwendung der Rechtsfolgen von Zwangsmaßnahmen nach § 13 Absatz 2 und 4 EnWG ist derzeit auch in Bezug auf die Abregelung von EE-Anlagen in der Diskussion. Nach bisheriger Anwendungspraxis vermarkten die Übertragungsnetzbetreiber an der Börse auch dann ungekürzt die gesamten nach den Wetterdaten prognostizierten EE-Strommengen, wenn bereits bekannt ist oder zumindest bekannt sein könnte, dass aufgrund von Sys-

temsicherheitsmaßnahmen ein Teil dieses EE-Stroms gar nicht produziert werden kann. Da somit an windreichen Tagen mehr EE-Strom verkauft als tatsächlich erzeugt wird, werden die fehlenden Mengen faktisch als Regelenergie beziehungsweise im Rahmen von Redispatch geliefert. Die Bundesnetzagentur hat in ihrem Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/2012 vom 3. Mai 2012 deutlich gemacht, dass diese Praxis – auch im Interesse der Versorgungssicherheit – angepasst werden sollte und nach der bestehenden Rechtslage auch angepasst werden kann (Seiten 100 bis 102). EE-Strom, der aufgrund von vorhersehbaren Systemsicherheitsmaßnahmen gegenüber EE-Anlagen mit fester Einspeisevergütung ohnehin nicht produziert werden kann, soll in einem transparenten Verfahren gar nicht erst an der Börse mit vermarktet werden. Eine „bilanzielle Glattstellung“ der abgeregelten Mengen über § 13 Absatz 4 EnWG erfolgt nicht.

25. Wie wird die unvollständige oder nicht rechtzeitige Veröffentlichung der Daten durch die Übertragungsnetzbetreiber sanktioniert?

Siehe Antwort zu Frage 22.

