

## **Antwort**

### **der Bundesregierung**

**auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Ingrid Nestle, Oliver Krischer,  
Dr. Julia Verlinden, weiterer Abgeordneter und der Fraktion  
BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN  
– Drucksache 19/7278 –**

### **Neuordnung des Redispatchs nach §13 EnWG**

#### **Vorbemerkung der Fragesteller**

Zukünftig wird der bisherige Einspeisemanagement-Prozess, verankert im EEG (= Erneuerbare-Energien-Gesetz), in den Redispatch-Prozess, verankert im EnWG (= Energiewirtschaftsgesetz), überführt werden. Laut Begründung im NABEG (= Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz) soll die Änderung in §13 EnWG ermöglichen, dass erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie konventionelle Kraftwerke zukünftig in einem einheitlichen Regime zur Behebung von Netzengpässen durch die Netzbetreiber herangezogen werden. Netzbetreiber sollen zukünftig Netzengpassmanagement-Maßnahmen möglichst geplant und auf Basis von eigenen Prognosen durchführen. Dieses neue Netzengpassmanagement-Verfahren erfordert eine Umstellung der gängigen Betriebsführung bei Netzbetreibern und Stromhändlern, beispielsweise in der Netzsystemführung und Abrechnung von Bilanzierungskreisen. Eine effiziente Gewährleistung der Systemsicherheit und eine Reduzierung fossiler Stromerzeugung sind beim Engpassmanagement für ein Gelingen der Energiewende erfolgskritisch.

Die Einbeziehung dezentraler Erzeugungsanlagen in den präventiven Redispatch kann laut einer Studie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) die Kosten spürbar reduzieren (Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz vom 27. April 2018, [www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-von-massnahmen-zur-effizienten-gewahrleistung-der-systemsicherheit.html](http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-von-massnahmen-zur-effizienten-gewahrleistung-der-systemsicherheit.html)). Mit diesem Schritt fällt den Verteilnetzbetreibern jedoch eine entscheidende Rolle bei der Umsetzung der geplanten Maßnahmen zu, da über 95 Prozent der Erneuerbare-Energien-Anlagen an das Verteilnetz angeschlossen sind. Dies hat Auswirkung auf die Erlösobergrenze der Verteilnetzbetreiber und auf die Netzentgelte im Verteilnetzbereich. Es ist daher davon auszugehen, dass Verteilnetzbetreiber in bevölkerungsarmen Gebieten mit hohen Anteilen von Erneuerbare-Energien-Anlagen stärker von der neuen Regelung betroffen sind.

1. Ist das Ziel der Gesetzesänderung die Verringerung von volkswirtschaftlichen Kosten oder das Einsparen von CO<sub>2</sub>?

Die Änderung der Vorschriften Netzengpassmanagement soll eine insgesamt effizientere und sicherere Durchführung von Netzengpassmanagement ermöglichen, d. h. die Mengen an Engpassmanagement und die dafür anfallenden Kosten senken. Zugleich soll der Einspeisevorrang der bevorrechtigten Erzeugung in der Regel unbeeinträchtigt bleiben.

Der Gesetzentwurf soll ferner eine Benachteiligung der Erneuerbaren Energien und der KWK-Anlagen beenden. Während beim Redispatch mit konventionellen Erzeugungsanlagen bereits heute ein gezielter bilanzieller Ausgleich durchgeführt wird, findet dies beim Einspeisemanagement nicht statt. Durch die Integration von Redispatch und Einspeisemanagement und die ausdrückliche Regelung eines Anspruchs auf bilanziellen Ausgleich wird diese Benachteiligung beendet.

2. Warum wurde die Einbeziehung von Erneuerbare Energie- und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen in das Redispatch-Verfahren im Energiesammelgesetz gestrichen und erneut im Entwurf des NABEG ohne Änderungen aufgenommen?

Die Beschlussfassung über die Integration von Einspeisemanagement und Redispatch wurde verschoben, um zusätzliche Gespräche mit den betroffenen Akteuren zu ermöglichen.

3. Wird mit dem optimierten Redispatch-Verfahren das Must-run-Niveau von fossilen Kraftwerken, im Verhältnis zur gängigen Praxis, reduziert, und wenn nein, warum nicht?

Als „must-run“ wird die Nichtabregelung konventioneller Kraftwerke im Engpassfall aufgrund netztechnischer Erforderlichkeit bezeichnet. Nicht als „must-run“ zählt dagegen die schlichte Verdrängung von Erzeugung Erneuerbarer Energien durch die preisunelastische konventionelle Erzeugungsleistung, die trotz sehr niedriger und teilweise negativer Preise weiter Strom produziert. Hierbei handelt es sich um den „konventionellen Erzeugungsrest“.

Das optimierte Redispatch kann voraussichtlich eine gewisse Reduzierung des „must-run Niveau“ von fossilen Kraftwerken erreichen. Dazu tragen mehrere Effekte bei. Zum einen müssen durch die angestrebte Optimierung weniger Anlagen vor dem Engpass abgeregelt und hinter dem Engpass weniger Anlagen hochgeregelt werden. Es müssen also weniger Anlagen am Netz sein, um Redispatch durchzuführen. Zum anderen sinkt tendenziell der Bedarf an Regelenergie, weil die abgeregelt Erneuerbare-Energien- und KWK-Anlagen einen Ausgleich vom Netzbetreiber erhalten und der Ausgleich der Abregelungsmengen nicht mehr über die – in aller Regel konventionell erzeugte – Regelenergie erfolgt. Die Vorhaltung von Regelenergie erzeugt „must-run“ konventioneller Kraftwerken, weil der Netzbetreiber diese Anlagen nicht vollständig abregeln kann.

4. Welche weiteren Maßnahmen werden von der Bundesregierung getroffen, die zu einer Reduzierung der konventionellen Must-run-Kapazitäten führen?

Die zielführendste und nachhaltigste Maßnahme liegt in der Beseitigung der Engpässe durch den bedarfsgerechten Ausbau der Netze. Die Bundesregierung räumt der Anpassung der Netzinfrastruktur an die Anforderungen der Energiewende

hohe Priorität ein und fördert einen beschleunigten Netzausbau unter anderem durch die weiteren im Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) vorgesehenen Änderungen.

5. Wird im optimierten Redispatch-Verfahren der Bundesnetzagentur eine weitreichende Befugnis eingeräumt die Must-run-Gründe nachzuvollziehen, und werden diese Daten im jährlichen Redispatch-Bericht zusammen mit der neuen Redispatch-Merit-Order transparent dargestellt werden, und wenn nein, warum nicht?

Mit dem Energiesammelgesetz wurde der Bundesnetzagentur in § 35 Absatz 1a EnWG die Befugnis eingeräumt, von Erzeugungsanlagen und von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie Informationen zu erheben für die Erstellung des Berichts zur konventionellen Mindesterzeugung nach § 63 Absatz 3a EnWG sowie für die Überwachung von Verpflichtungen nach § 13 EnWG.

Die Bundesnetzagentur nutzt diese neue Rechtsgrundlage bereits bei der Datenerhebung für den zweiten Bericht zur konventionellen Mindesterzeugung. Dort erfolgt eine nähere Auseinandersetzung mit dem ermittelten Befund zum must-run.

6. Wird die Berechnung der kalkulatorischen Kosten öffentlich zugänglich gemacht werden, beispielsweise auf der Seite [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de)?

Nach dem Gesetzentwurf wird die Berechnung der kalkulatorischen Kosten und Preise auf einer Festlegung der Bundesnetzagentur basieren, die nach § 74 EnWG zu veröffentlichen ist. Dabei ist der Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen und personenbezogener Daten zu gewährleisten.

Die Webseite [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de) wird von den Übertragungsnetzbetreibern betrieben. Ihnen obliegt daher die Entscheidung, welche Informationen dort veröffentlicht werden. Der Gesetzentwurf zur Integration von Einspeisemanagement und Redispatch sieht keine Veröffentlichungspflicht vor.

7. Reicht aus Sicht der Bundesregierung der in dem Zielkorridor zwischen dem fünf- und dem fünfzehnfachen festgelegte Mindestfaktor aus, um einen sinnvollen Einspeisevorrang von erneuerbaren Energien sicherzustellen, und wenn ja, mit welcher Begründung?

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat zur Frage eines effizienteren Redispatch unter Einbeziehung von Erneuerbare-Energien- und KWK-Anlagen ein wissenschaftliches Gutachten beauftragt. Im Rahmen dieses Gutachtens hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gemeinsam mit den Gutachtern mehrere öffentliche Workshops unter Beteiligung aller betroffenen Akteure durchgeführt. Auf dieser Basis haben die Gutachter vorgeschlagen die Abregelung von Erneuerbare-Energien- und KWK-Anlagen in den Fällen zuzulassen, in denen ein Vielfaches an Abregelung konventioneller Kraftwerke eingespart werden kann. Dies wahrt einerseits einen effektiven Einspeisevorrang und ermöglicht andererseits ein effizienteres Engpassmanagement und damit die Reduktion von Kosten.

Der Abschlussbericht dieses Gutachtens ist auf der Webseite des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie abrufbar: [www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-von-massnahmen-zur-effizienten-gewaehrleistung-der-systemsicherheit.html](http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-von-massnahmen-zur-effizienten-gewaehrleistung-der-systemsicherheit.html).

8. Würde die national geplante Einbeziehung von Anlagen ab 100 kW in den regulatorischen Redispatch den Vorgaben der kürzlich verabschiedeten EU-Strombinnenmarkt-Verordnung und den dort genannten Grundsätzen einer marktbasierten Beschaffung entsprechen?

Die EU-Strommarkt-Verordnung sieht Regelungen zur Beschaffung von Redispatch vor. Diese soll grundsätzlich marktbasiert erfolgen, aber auch ein regulatorischer Ansatz wie in den §§ 13, 13a EnWG vorgesehen ist weiterhin zulässig, wenn zum Beispiel die Gefahr besteht, dass durch die marktliche Beschaffung die Engpässe noch verstärkt werden.

9. Spricht aus Sicht der Bundesregierung etwas dagegen, das neue und optimierte Redispatch-Verfahren auch grenzüberschreitend durchzusetzen?

Grenzüberschreitend optimierter und durchgeführter Redispatch wird zukünftig eine sehr wichtige Rolle im Strombinnenmarkt spielen. Eine Durchsetzung deutscher Rechtsnormen in anderen Mitgliedstaaten ist allerdings unmöglich und darüber hinaus wegen der Unterschiedlichkeit der Rechtsrahmen und Planungsprozesse der Netzbetreiber nicht sinnvoll. Grenzüberschreitende Redispatchprozesse müssen daher zwischen den beteiligten Netzbetreibern vereinbart und implementiert werden.

Die EU-Strommarkt-Verordnung sieht zudem vor, dass Redispatch in Zukunft grenzüberschreitend optimiert erfolgen soll: Nationale Redispatchsysteme sollen – soweit technisch möglich – auch für ausländische Anlagen offen sein und regionale Systemkoordinatoren sollen die effizientesten und effektivsten Redispatchmaßnahmen in der gesamten Region identifizieren. Die nationalen Übertragungsnetzbetreiber sollen die so identifizierten Maßnahmen dann umsetzen.

Diese europäischen Regeln zum grenzüberschreitend optimierten Redispatch sollen einen Beitrag dazu leisten, Redispatchkosten zu senken. Außerdem sollen sie dazu führen, dass bei zunehmendem grenzüberschreitenden Handel und Engpässen zunächst konventionelle Kraftwerke im Ausland anstelle von Erneuerbare-Energien- oder KWK-Anlagen abgeregelt werden.

Die Bundesregierung wird sich gemeinsam mit der Bundesnetzagentur dafür einsetzen, dass die neuen Regeln konsequent in diesem Sinne umgesetzt werden.

10. Wie bewertet die Bundesregierung die Auswirkung auf die Netzentgelte unterteilt in das Übertragungs- und das Verteilnetz?

Die Auswirkungen auf die Netzentgelte sind vorab nicht exakt bezifferbar. Aufgrund eines effizienteren Systems sollten die Kosten für das Engpassmanagement unter sonst gleichen Umständen insgesamt sinken. Dies wird sich unter ansonsten gleichen Umständen entsprechend auf die Netzentgelte auswirken. Eine wesentliche Verschiebung der Kosten zwischen den Übertragungs- und Verteilnetzen wird absehbar nicht erwartet.

11. Geht die Bundesregierung davon aus, dass die Netzentgelte in Verteilnetzebenen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien steigen werden?

Grundsätzlich ist durch die intendierten Maßnahmen mit einem Sinken der Netzentgelte zu rechnen. Es wird nicht erwartet, dass die Netzentgelte in Verteilnetzebenen mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien aufgrund der Änderungen der

Vorschriften für das Netzengpassmanagement wesentlich steigen werden, da die Regelungen einen Beitrag zur Dämpfung der Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement darstellen.

12. Kann die Bundesregierung ausschließen, dass durch das neue Verfahren Kosten in die Verteilnetzebene verlagert werden, die vorher beim Übertragungsnetzbetreiber angefallen sind und zukünftig in die Erlösobergrenze der Verteilnetzbetreiber einfließen?

Ja. Der Netzbetreiber, der für die Behebung des Problems verantwortlich ist, trägt auch weiterhin die Kosten. Dies wird in der geplanten Neuregelung zum finanziellen Ausgleich unter den Netzbetreibern in § 14 Absatz 1c EnWG klargestellt.

13. Plant die Bundesregierung eine Kostenanerkennung vor allem für die Netzbetreiber, die eine besondere Verantwortung für die Energiewende tragen sowie von der neuen Regelung betroffen sind, und wurde eine Anerkennung der entstehenden Kosten in den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten in der ARegV (= Anreizregulierungsverordnung) angedacht, und wenn nein, warum nicht?

Da die Regelungen zum effizienten Redispatch erst zum 1. Oktober 2020 in Kraft treten sollen, bleibt ausreichend Zeit, um die Regelungen der Anreizregulierungsverordnung zu einem späteren Zeitpunkt anzupassen. Die Bundesregierung wird im Gespräch mit der Bundesnetzagentur, Verbänden und betroffenen Netzbetreibern eine angemessene Lösung für die Behandlung der entstehenden Kosten im Rahmen der Anreizregulierung erarbeiten. Dabei gilt es, stabile und verlässliche Rahmenbedingungen für den Ausbau und den Betrieb der Netze zu schaffen und dies mit ökonomisch wirksamen Anreizen zur Verminderung der Engpassbewirtschaftungskosten zu verbinden.

14. Geht die Bundesregierung davon aus, dass die Umstellung der Verteilnetzbetreiber im Vergleich zur heutigen Praxis vor eine signifikante Herausforderung stellt, und dass der Aufbau von notwendigen neuen Organisationsstrukturen bis Oktober 2020 von allen Verteilnetzbetreibern abgeschlossen werden kann?

Die Umstellung auf ein optimiertes Redispatchverfahren ist Reaktion auf die Herausforderungen durch den erfolgreichen Ausbau der Erneuerbaren Energien im Stromsektor. Die Umstellung auf das neue System greift viele Vorschläge aus der Praxis auf und wird auch von den Netzbetreibern grundsätzlich begrüßt und unterstützt.

Der Gesetzentwurf setzt auf praxistaugliche Lösungen. Er verzichtet daher auf allzu enge Vorgaben, die es den betroffenen Netzbetreibern erschweren würden, praktisch gut umsetzbare Lösungen für die Herausforderungen zu finden. Insbesondere ermöglicht der Gesetzentwurf unterschiedliche Modelle und Vereinbarungen zur Kooperation von Netzbetreibern untereinander. So haben Netzbetreiber die Möglichkeit, durch Kooperations- und Dienstleistungsvereinbarungen ihre Kompetenzen zu bündeln. Netzübergreifende Datenaustausch- und Kooperationsprozesse bilden dabei die notwendige Grundlage für den weiteren systemverträglichen Ausbau der erneuerbaren Energien und die netzübergreifende Umsetzung des Einspeisevorrangs. Die Bundesregierung geht daher davon aus, dass die Netzbetreiber diese Herausforderungen rechtzeitig meistern werden.

15. Wie wird die Bundesregierung sicherstellen, dass die Vorhersageprognosen der Verteilnetzbetreiber für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien-Anlagen, als Referenzwert zum bilanziellen Ausgleich des Bilanzkreisverantwortlichen, fair und einheitlich bestimmt wird?

Der Gesetzentwurf sieht nicht vor, dass die Prognosen der Verteilernetzbetreiber als Referenzwert für den bilanziellen Ausgleich des Bilanzkreisverantwortlichen herangezogen werden. Die Bundesregierung erachtet es für wichtig, dass jeder Akteur die Verantwortung und Risiken für die Verhaltensweisen und Maßnahmen trägt, die in seinem Einflussbereich liegen. Dies stellt der Gesetzentwurf sicher.

16. Wurde von der Bundesnetzagentur bereits ein Konzept oder Leitfaden erarbeitet zur Bestimmung der tatsächlich entstandenen Ausgleichsenergiemengen durch die Redispatch-Maßnahmen?
17. Wird der im Jahr 2018 erstellte Einspeisemanagement-Leitfaden 3.0 der Bundesnetzagentur als Grundlage im Entschädigungsprozess zwischen Anlagenbetreibern, Direktvermarktern und Netzbetreibern bis Oktober 2020 weiterhin gültig bleiben?

Die Fragen 16 und 17 werden gemeinsam beantwortet.

Vorgaben der Bundesnetzagentur zum bilanziellen Ausgleich können auf Basis der geplanten Festlegungskompetenz nach § 13j Absatz 5 Nummer 3 EnWG getroffen werden. Vor einer entsprechenden Entscheidung hat die Bundesnetzagentur den Beteiligten Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben (§ 67 Absatz 1 EnWG). Dem kann an dieser Stelle nicht vorgegriffen werden.

Mit dem Leitfaden zum Einspeisemanagement 3.0 hat die Bundesnetzagentur – basierend auf den derzeit geltenden Regelungen – ihre Auffassung zu einem gezielten bilanziellen Ausgleich von Einspeisemanagement durch den Netzbetreiber und zu dessen Auswirkungen auf die Entschädigung des Anlagenbetreibers veröffentlicht. Viele dieser Überlegungen könnten auf die geplante neue Rechtslage übertragbar sein. Dies ist von der Bundesnetzagentur zu prüfen.

18. Wie wird sich die Umstellung auf den Regelennergiebedarf auswirken?

Die Abschätzung des Bedarfs an Regelleistung ist Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber. Der Bundesregierung liegen hierzu keine Daten vor. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass sich der geplante neue Rechtsrahmen positiv auswirkt, weil zukünftig fehlende Energiemengen infolge der Abregelung von Erneuerbare-Energien- und KWK-Anlagen gezielt ausgeglichen werden. Dadurch sinkt der Einsatz von Regelennergie, so dass auch der Regelleistungsbedarf tendenziell sinkt (vgl. Antwort zu Frage 3).



