

## Antwort

### der Bundesregierung

auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Oliver Krischer, Dr. Julia Verlinden, Matthias Gastel, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN  
– Drucksache 18/11464 –

### Position der Bundesregierung zu Must-Run und starrer Restlast

#### Vorbemerkung der Fragesteller

Starre fossile Restlast verstopft die Netze und trägt damit zu unnötig hohen Redispatch- und Einspeisemanagementkosten bei. Trotz des gesetzlichen Einspeisevorrangs für erneuerbare Energien werden Windparks runtergeregelt, während etwa unflexible Kohlekraftwerke weiter Strom in die Netze einspeisen.

1. Wie viele Meldung von Netzbetreibern nach § 13 Absatz 7 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG, früher § 13 Absatz 5 EnWG a.F.) sind – aufgeschlüsselt nach Jahren und Netzgebieten sowie den vorgetragenen Gründen – bei der Bundesnetzagentur eingegangen, und in wie vielen Fällen wurde von der Möglichkeit Gebrauch gemacht, die vorgetragenen Gründe belegen zu lassen?

Seit dem Jahr 2015 sind folgende Datenmeldeverfahren zur Erfassung von Netz- und Sicherheitseingriffen in einem unterjährigen Rhythmus etabliert:

1. monatliche Datenmeldungen der Übertragungsnetzbetreiber zu den ergriffenen Redispatch-Maßnahmen im Zuge der Erfordernisse eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze nach § 13 Absatz 1 EnWG,
2. tägliche Datenmeldungen der Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber zu den Anpassungen von Stromeinspeisungen (Einspeisemanagement) im Zuge der Erfordernisse eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze nach § 14 Absatz 1 EEG i. V. m. § 13 Absatz 2 EnWG,
3. tägliche Datenmeldungen der Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber zu den Anpassungsmaßnahmen bezüglich der Stromeinspeisung, Stromtransite und Stromabnahmen im Zuge der Erfordernisse eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze nach § 13 Absatz 2 EnWG (Anpassungsmaßnahmen).

Die Gründe, die zur Ergreifung der unterschiedlichen Maßnahmen führen, werden bereits in den entsprechenden Datenmeldungen der Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur erfasst. Der Grund ist dabei stets einer einzelnen Maßnahme zuzuordnen.

Beim Redispatch wird zwischen strom- und spannungsbedingten Gründen unterschieden. Die Anzahl und die Gründe der im Jahr 2015 und bis zum dritten Quartal 2016 gemeldeten Redispatch-Maßnahmen sind, getrennt nach Regelzonen, in nachfolgenden Tabellen dargestellt. Die Daten für das vierte Quartal 2016 werden von der Bundesnetzagentur derzeit plausibilisiert und liegen daher noch nicht vor.

2015			
Regelzone	Maßnahmen	Grund	
		Strombedingt (Anzahl)	Spannungsbedingt (Anzahl)
Amprion	Redispatch	33	1
50Hertz	Redispatch	755	2
Tennet	Redispatch	2901	303
TransnetBW	Redispatch	13	0

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

2016 (bis Q3)			
Regelzone	Maßnahmen	Grund	
		Strombedingt (Anzahl)	Spannungsbedingt (Anzahl)
Amprion	Redispatch	65	0
50Hertz	Redispatch	458	20
Tennet	Redispatch	973	390
TransnetBW	Redispatch	21	15

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Bei von Netzbetreibern ergriffenen Einspeisemanagement-Maßnahmen handelt es sich um die Abregelung von vorrangberechtigtem Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. Die folgenden Tabellen zeigen die Anzahl und die Gründe der in den Jahren 2015 und 2016 angewiesenen Maßnahmen. Diese beinhalten die Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber und sind nach Regelzonen getrennt aufgeführt. Dabei wird im Wesentlichen zwischen Maßnahmen zur Behebung von Netzengpässen und Frequenzhaltung sowie zur Wartung differenziert. Unter die Angabe „Sonstiges“ fallen Schutzabschaltungen und Funktionsprüfungen.

2015					
Regelzone	Maßnahmen	Grund (Anzahl)			
		Netzengpass	Frequenzhaltung	Wartung	Sonstiges
Amprion	Anpassung von Stromeinspeisung	204	0	0	0
50Hertz	Anpassung von Stromeinspeisung	4132	60	30	1
Tennet	Anpassung von Stromeinspeisung	3928	2	5	26
TransnetBW	Anpassung von Stromeinspeisung	159	0	10	28
Tennet / 50Hertz	Anpassung von Stromeinspeisung	558	0	1	0
Amprion	Anpassung von Stromabnahme	0	0	0	0
50Hertz	Anpassung von Stromabnahme	0	0	0	0
Tennet	Anpassung von Stromabnahme	2	0	0	0
TransnetBW	Anpassung von Stromabnahme	0	0	0	0
Tennet / 50Hertz	Anpassung von Stromabnahme	0	0	0	0
Amprion	Anpassung von Stromtransiten	0	0	0	0
50Hertz	Anpassung von Stromtransiten	0	0	0	0
Tennet	Anpassung von Stromtransiten	0	0	0	5
TransnetBW	Anpassung von Stromtransiten	0	0	0	0
Tennet / 50Hertz	Anpassung von Stromtransiten	0	0	0	0

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

2016					
Regelzone	Maßnahmen	Grund (Anzahl)			
		Netzengpass	Frequenzhaltung	Wartung	Sonstiges
Amprion	Anpassung von Stromeinspeisung	357	0	0	0
50Hertz	Anpassung von Stromeinspeisung	2193	1	10	3
Tennet	Anpassung von Stromeinspeisung	2846	0	29	128
TransnetBW	Anpassung von Stromeinspeisung	111	0	3	33
Tennet / 50Hertz	Anpassung von Stromeinspeisung	386	0	0	1
Amprion	Anpassung von Stromabnahme	0	0	0	0
50Hertz	Anpassung von Stromabnahme	0	0	0	0
Tennet	Anpassung von Stromabnahme	0	0	0	0
TransnetBW	Anpassung von Stromabnahme	0	0	0	0
Tennet / 50Hertz	Anpassung von Stromabnahme	0	0	0	0
Amprion	Anpassung von Stromtransiten	0	0	0	0
50Hertz	Anpassung von Stromtransiten	0	0	0	0
Tennet	Anpassung von Stromtransiten	0	0	0	0
TransnetBW	Anpassung von Stromtransiten	0	0	0	0
Tennet / 50Hertz	Anpassung von Stromtransiten	0	0	0	0

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Zweifel an der Erforderlichkeit der Maßnahmen, welche ein Einschreiten von Amts wegen erfordert hätten, sind der Bundesnetzagentur nicht vorgetragen worden.

Die Mitteilung von Redispatch-, EinsMan- und Anpassungsmaßnahmen in kleineren Verteilernetzen unter 100 000 Kunden sind grundsätzlich Sache der Landesregulierungsbehörden. Diese haben die Bundesnetzagentur um eine Erhebung auch gegenüber den in ihrer Zuständigkeit liegenden Netzbetreibern gebeten. Daher sind in den Gesamtzahlen, wie sie die Bundesnetzagentur auch in ihren regelmäßigen Quartalsberichten veröffentlicht, auch Maßnahmen kleinerer Verteiler-

netzbetreiber enthalten. Im Rahmen des regelmäßigen Austauschs mit den Landesregulierungsbehörden sind der Bundesnetzagentur insoweit ebenfalls keine Beschwerden bekannt geworden.

2. Wie erklärt es sich, dass der Bundesnetzagentur bis zum Sommer 2016 trotz der bestehenden Verpflichtung nach § 13 Absatz 3 Satz 6 EnWG (früher § 13 Absatz 2 Satz 6 EnWG a. F.) bzw. nach § 14 Absatz 1 Satz 1 i. V. m. § 13 Absatz 3 Satz 6 EnWG keine einschlägigen Ausnahmen gemeldet worden sind, obwohl offenkundig und durch von den Übertragungsnetzbetreibern in Auftrag gegebenen Analysen belegt ist, dass konventionelle Kraftwerke ohne Einspeisevorrang in substantieller Anzahl und Leistung als netztechnisch erforderliches Minimum in das Netz einspeisen, so dass eigentlich mit dem Vorrang nach § 11 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ausgestattete EEG-Anlagen aufgrund dieser Ausnahmen abgeregelt werden mussten?

Die von den Übertragungsnetzbetreibern beauftragte „Studie zur konventionellen Mindesterzeugung“ zeigt auf, dass konventionelle Kraftwerke in Deutschland selbst bei negativen Börsenpreisen in erheblichem Ausmaß weiterhin Strom erzeugen. Wie die Übertragungsnetzbetreiber auf ihrer gemeinsamen Internetseite [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de) erläutern, ist das Problem in seiner wesentlichen Substanz jedoch nicht auf Restriktionen des Netzes, sondern auf Verdienstmöglichkeiten außerhalb des Strommarkts oder auf technische Restriktionen der Kraftwerke zurückzuführen, dies ist der konventionelle Erzeugungssockel. Der Einspeisevorrang zugunsten der Erneuerbaren Energien wird dadurch nicht berührt, geschweige denn verletzt. Das erklärt, warum in einer solchen Situation auch nicht mit einer Mitteilung nach § 13 Absatz 3 Satz 6 EnWG zu rechnen ist.

Im Vergleich zum konventionellen Erzeugungssockel fällt die Erzeugungsleistung konventioneller Kraftwerke, die aufgrund netztechnischer Restriktionen am Netz bleiben muss (Mindesterzeugung), nach den Ergebnissen der Übertragungsnetzbetreiber wenig ins Gewicht. Aus system- und netztechnischen Gründen ist es vor allem erforderlich, dass Kraftwerke, die für die Erbringung von Regelenergie kontrahiert werden, trotz eines Engpasses weiterbetrieben werden, um bei Bedarf bereitzustehen. Über den Umfang ihrer Regelenergie-Beschaffung informieren die Übertragungsnetzbetreiber. Fortlaufende Meldungen an die Bundesnetzagentur über Einzelanlagen, die wegen der Bereithaltung von Regelenergie nicht vorrangig abgeregelt werden können, erscheinen hingegen weder erforderlich noch zweckmäßig.

3. Welche Maßnahmen haben Bundesnetzagentur und Bundesregierung ergriffen, um sicherzustellen, dass die Netzbetreiber ihrer Verpflichtung nach § 13 Absatz 3 Satz 6 EnWG nachkommen, und wie gedenkt die Bundesregierung zukünftig sicherzustellen, dass die Netzbetreiber ihrer Anzeige- und Nachweispflicht gegenüber der Bundesnetzagentur nachkommen?

Die Bundesnetzagentur hat Erhebungsbögen für die Mitteilungen von Einspeisemanagement-Maßnahmen und Maßnahmen nach § 13 Absatz 2 EnWG bereitgestellt, über die die Netzbetreiber unter anderem Meldungen nach § 13 Absatz 3 Satz 6 EnWG abgeben können.

Wie in der Antwort zu Frage 2 ausgeführt, erscheint das Problem „durchlaufender konventioneller Kraftwerke“ nach den bisher vorliegenden Ergebnissen der Studie der Übertragungsnetzbetreiber jedoch weniger als eine Frage netztechnischer Restriktionen und erst recht nicht als eine Frage unterbliebener Mitteilungen über

Verstöße gegen den Einspeisevorrang, sondern vielmehr als die Folge weiterer Verdienstmöglichkeiten und technischer Restriktionen der Kraftwerke.

Die Bundesregierung verfolgt im Rahmen des optimierten Strommarktes 2.0 das Ziel, die Flexibilität der Erzeugung zu stärken und Hindernisse, die einer Absenkung des konventionellen Erzeugungssockels und der Mindesterzeugung entgegenstehen, abzubauen. Die Bundesnetzagentur evaluiert dafür auf Grundlage des novellierten EnWG die Ursachen der Mindesterzeugung und des konventionellen Erzeugungssockels. Sie wird voraussichtlich Ende März 2017 einen Bericht dazu veröffentlichen.

4. Unterstützt die Bundesregierung die Stilllegung von Block 1 des Kohlekraftwerkes in Altbach, Landkreis Esslingen, und folgt sie damit einem Beschluss des EnBW-Vorstandes?

Nach § 13b Absatz 1 EnWG sind Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 10 Megawatt verpflichtet, vorläufige oder endgültige Stilllegungen ihrer Anlage oder von Teilkapazitäten ihrer Anlage dem systemverantwortlichen Betreiber des Übertragungsnetzes (hier TransnetBW GmbH) und der Bundesnetzagentur möglichst frühzeitig, mindestens aber zwölf Monate vorher anzuzeigen. Eine entsprechende Anzeige ist für den Block 1 des Kraftwerkes Altbach (BNA-Nr. 0020) bislang noch nicht eingegangen.

Sobald diese Anzeige eingegangen ist, erfolgt nach § 13b Absatz 2 EnWG eine unverzügliche Prüfung durch TransnetBW, ob die Anlage systemrelevant ist. Sollte die Anlage systemrelevant sein, ist nach § 13b Absatz 4 und 5 EnWG eine vorläufige oder endgültige Stilllegung verboten. Bei einer endgültigen Stilllegung prüft die Bundesnetzagentur zuvor den Antrag von TransnetBW auf Systemrelevanzausweisung, ob dieser genehmigt werden kann. Die Systemrelevanz wird dabei in der Regel für einen Zeitraum von zunächst 24 Monaten ausgewiesen.

Durch diese Regelungen ist die Systemsicherheit bei geplanten Kraftwerksstilllegungen gewährleistet. Eine Bewertung des unternehmerischen Handelns der Kraftwerksbetreiber wird durch die Bundesregierung nicht vorgenommen.





