



# Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Erstes und zweites Quartal 2015





# Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen

(Erstes und zweites Quartal 2015)

Stand: 7. Dezember 2015

Aktualisierung aufgrund nachgemeldeter Daten: 1. August 2016

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,  
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Referat 603

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-5999

Fax: +49 228 14-5973

E-Mail: [monitoring.energie@bundesnetzagentur.de](mailto:monitoring.energie@bundesnetzagentur.de)

## Inhaltsverzeichnis

1	Vorwort.....	5
2	Zusammenfassung.....	6
2.1	Redispatch .....	6
2.2	Einsatz Reservekraftwerke .....	6
2.3	Einspeisemanagement (EinsMan).....	6
2.4	Anpassungsmaßnahmen .....	7
3	Hintergrund.....	9
3.1	Hintergrund Redispatch.....	10
3.2	Hintergrund Reservekraftwerke .....	10
3.3	Hintergrund Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG .....	11
3.4	Hintergrund Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG .....	11
4	Erstes Quartal 2015.....	12
4.1	Redispatch .....	12
4.1.1	Gesamtentwicklung .....	12
4.1.2	Strombedingter Redispatch.....	15
4.1.3	Spannungsbedingter Redispatch .....	17
4.2	Einsatz Reservekraftwerke (erstes Quartal 2015) .....	17
4.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG .....	20
4.4	Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG .....	25
5	Zweites Quartal 2015.....	28
5.1	Redispatch .....	28
5.1.1	Gesamtentwicklung .....	28
5.1.2	Strombedingter Redispatch.....	31
5.1.3	Spannungsbedingter Redispatch .....	34
5.2	Einsatz Reservekraftwerke (zweites Quartal 2015) .....	35
5.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG .....	35
5.4	Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG .....	40
	Verzeichnisse.....	44
	Impressum.....	47



# 1 Vorwort

Der Wandel der Erzeugungslandschaft und die Verzögerungen beim Netzausbau stellen hohe Anforderungen an die Stromnetze. Insbesondere hat der Umfang von Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen in den vergangenen Jahren stark zugenommen. Diese Maßnahmen sind notwendig, um kritischen Netzsituationen entgegen zu wirken. Die Analyse und die Nachvollziehbarkeit des Vorgehens der verantwortlichen Netzbetreiber sind dabei eine wichtige Grundlage für die Bundesnetzagentur zur Wahrnehmung ihrer Aufgaben. Insbesondere für die Analyse des Bedarfs an Netzreservekapazitäten, die Netzausbauplanung auf den Ebenen der Übertragungs- und Verteilernetze sowie für die Koordination der Maßnahmen mit den europäischen Nachbarn ist es wichtig, einen aktuellen Kenntnisstand über Art und Umfang der Maßnahmen zu haben. Die bisherige jährliche Erfassung war angesichts der drastischen Zunahme von Netz- und Sicherheitseingriffen nicht mehr ausreichend. Für diese Zwecke wurden mehrere Datenmeldeverfahren zur Erfassung dieser Maßnahmen in einem unterjährigen Rhythmus etabliert:

1. durch monatliche Datenmeldungen der Übertragungsnetzbetreiber zu den ergriffenen Redispatchmaßnahmen im Zuge der Erfordernisse eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze
2. durch tägliche und vierteljährliche Datenmeldungen der Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber zu den Anpassungen von Stromeinspeisungen (Einspeisemanagement) im Zuge der Erfordernisse eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze
3. durch tägliche und vierteljährliche Datenmeldungen der Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber zu den Anpassungsmaßnahmen bezüglich der Stromeinspeisung, Stromtransite und Stromabnahmen als Notfallmaßnahmen im Zuge der Erfordernisse eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze

Die Bundesnetzagentur erreichen darüber hinaus zunehmend Anfragen aus Politik, Medien, Wirtschaft und Behörden, die sich nach Art und Umfang der Maßnahmen erkundigen. Die Bundesnetzagentur hat sich daher entschlossen, ihre Erkenntnisse regelmäßig zu veröffentlichen.

Die Bundesnetzagentur dankt den Landesregulierungsbehörden für ihr Einverständnis auch die in deren Zuständigkeit liegenden Netzbetreiber befragen zu können.

## 2 Zusammenfassung

### 2.1 Redispatch

Das erste Quartal 2015 war von einem sehr hohen Redispatchbedarf gekennzeichnet. Im Zeitraum zwischen dem 1. Januar 2015 und dem 31. März 2015 wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen mit einer Gesamtdauer von 2.860 Stunden gemeldet. Da alle und somit auch parallel laufende Maßnahmen zur Behebung der Engpässe erfasst werden, ergibt sich dieser Summenwert der Stunden für alle Maßnahmen. Die gesamte Menge der Redispatcheingriffe (getätigte Maßnahmen zzgl. getätigte Gegengeschäfte zum Ausgleich) betrug im ersten Quartal 2015 rund 3.422 GWh. In einer ersten Abschätzung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) wurden die dabei für alle Eingriffsmaßnahmen incl. Redispatch angefallenen Kosten auf rund 196 Mio. Euro<sup>1</sup> taxiert. Vergleichsweise können in Bezug darauf die gemeldeten Redispatchkosten des Vorjahres mit 187 Mio. Euro herangezogen werden, wodurch erkennbar wird, dass von einem massiven Anstieg der Kosten im Jahr 2015 auszugehen ist.<sup>2</sup>

Das zweite Quartal 2015 war ebenfalls von einem hohen Redispatchbedarf gekennzeichnet. Im Zeitraum zwischen dem 1. April 2015 und dem 30. Juni 2015 wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen mit einer Gesamtdauer von 2.830 Stunden gemeldet. Die gesamte Menge der Redispatcheingriffe (getätigte Maßnahmen zzgl. getätigte Gegengeschäfte zum Ausgleich) betrug im zweiten Quartal 2015 rund 1.831 GWh. In einer ersten Abschätzung der ÜNB wurden für alle Eingriffsmaßnahmen incl. Redispatch angefallenen Kosten auf etwa 70 Mio. Euro taxiert.

Insgesamt hat die Redispatchmenge des ersten Halbjahres 2015 (5.253 GWh) bereits die Gesamtmenge des Jahres 2014 (5.197 GWh) überschritten. Auch die vorläufig geschätzten Kosten aller Eingriffsmaßnahmen der ÜNB im ersten Halbjahr 2015 (266 Mio. Euro) liegen deutlich über den gemeldeten Redispatchkosten des Vorjahres (187 Mio. Euro).

### 2.2 Einsatz Reservekraftwerke

In den ersten beiden Quartalen 2015 wurden Reservekraftwerke in zwei Zeiträumen am 16. März 2015 und zwischen dem 30. März und 2. April 2015 durch die ÜNB angefordert.

### 2.3 Einspeisemanagement (EinsMan)

Im ersten Quartal 2015 wurden durch die ÜNB und VNB rund 1.135 GWh an Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen gemeldet. Dies entspricht in etwa 72 Prozent der Gesamtmenge des Jahres 2014.<sup>3</sup> Die geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für diesen Zeitraum auf ca. 116,9 Mio. Euro.

---

<sup>1</sup> Kostenschätzung für Redispatch und Countertrading gemäß Veröffentlichung auf <https://transparency.entsoe.eu>. Aufgeführt werden hier die summierten Kosten der Anforderung von Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen durch die ÜNB sowie die Abrufe der Netzreserve, abschaltbare Lasten und MRAs. Eine gesonderte Ausweisung der reinen Redispatchkosten für die Quartale 1 und 2 für das Jahr 2015 ist daher aktuell nicht möglich.

<sup>2</sup> Für Jahreswerte 2014 vgl. Monitoringbericht 2015, S. 100. Link: [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht\\_2015\\_BA.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=3)

<sup>3</sup> Vgl. Monitoringbericht 2015, S. 100



Im zweiten Quartal 2015 wurden durch die ÜNB und VNB 737 GWh an Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen gemeldet. Die geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für diesen Zeitraum auf ca. 76,6 Mio. Euro. Damit ist im ersten Halbjahr 2015 bereits die gesamte Ausfallarbeit des Jahres 2014 überschritten. Besonders betroffen von Einspeisemanagement sind die nördlichen Bundesländer Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Brandenburg sowie Mecklenburg-Vorpommern.

## **2.4 Anpassungsmaßnahmen**

Im ersten Quartal 2015 haben drei Verteilernetzbetreiber (VNB) Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG vorgenommen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von ca. 9 GWh verteilt über vier Bundesländer. Brandenburg ist dabei am stärksten betroffen mit fast 60 Prozent der Anpassungsmenge. Alle Anpassungsmaßnahmen fanden in der Regelzone von 50Hertz statt.

Im zweiten Quartal 2015 haben vier VNB Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG vorgenommen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von ca. 4,2 GWh verteilt über fünf Bundesländer. Sachsen ist dabei am stärksten betroffen mit 76 Prozent der Anpassungsmenge nach § 13 Abs. 2 EnWG.

Ein ÜNB ordnete ein Pumpverbot für ein Pumpspeicherkraftwerk an. Hierbei wurde die Stromabnahme um eine Menge von 0,5 GWh in einem Zeitraum von zwei Stunden reduziert. Diese Maßnahme wurde nötig, da der ursprünglich vom ÜNB angeforderte Redispatch vom Betreiber abgelehnt wurde.

Nachstehende Übersichtstabelle fasst die Regelungsinhalte und wesentlichen Instrumente sowie den Umfang der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach den im ersten und zweiten Quartal 2015 erhobenen Daten zusammen:

## Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG

Gesetzliche Grundlage	§ 13 Abs. 1, 1a EnWG	§ 14 Abs. 1 EEG i.V.m. § 13 Abs. 2 EnWG	§ 13 Abs. 2 EnWG
<b>Regelungsinhalte und wesentliche Instrumente</b>	Netz- und marktbezogene Maßnahmen: Netzabschaltungen, wie bsw. Regelenergie, ab- und zuschaltbare Lasten, Redispatch und Countertrading	Einspeisemanagement: Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen	Anpassung von Stromeinspeisungen, Stromtransiten und Stromabnahmen
<b>Vorgaben für betroffene Anlagenbetreiber</b>	Maßnahmen nach vertraglicher Vereinbarung mit dem Netzbetreiber mit Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 1, 1a EnWG (z.B. Redispatch)	Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Ersatz der Kosten nach § 14 Abs. 1 EEG i. V. m. § 13 Abs. 2 EnWG (Einspeisemanagement)	Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers ohne Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 2 EnWG (Notfallmaßnahmen)
<b>Umfang im Berichtszeitraum</b>	Redispatch Gesamtmenge (ÜNB): Q1 2015: 3.422 GWh Q2 2015: 1.831 GWh	Ausfallarbeit (ÜNB und VNB): Q1 2015: 1.135 GWh Q2 2015: 737 GWh	Anpassungsmaßnahmen (ÜNB und VNB): Q1 2015: 8,7 GWh Q2 2015: 4,7 GWh
<b>Kostenschätzung im Berichtszeitraum</b>	Kostenschätzung Eingriffsmaßnahmen (ÜNB) <sup>1</sup> : Q1 2015: 196 Mio. Euro Q2 2015: 69,5 Mio. Euro	Geschätzte Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG (ÜNB und VNB): Q1 2015: 116,9 Mio. Euro Q2 2015: 76,6 Mio. Euro	Keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber bei Abregelungen nach § 13 Abs. 2 EnWG

<sup>1</sup> Kostenschätzung für Redispatch und Countertrading gemäß Veröffentlichung auf <https://transparency.entsoe.eu>. Aufgeführt werden hier die summierten Kosten der Anforderung von Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen durch die ÜNB sowie die Abrufe der Netzreserve, abschaltbare Lasten und MRAs. Eine gesonderte Ausweisung der reinen Redispatchkosten für die Quartale 1-2 für das Jahr 2015 ist daher aktuell nicht möglich.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 1: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach § 13 EnWG im ersten und zweiten Quartal 2015

### 3 Hintergrund

Nach § 13 EnWG, der die Erfordernisse der Netz- und Systemverantwortung der jeweiligen Netzebenen regelt, sind Netzbetreiber (ÜNB und VNB über § 14 Abs. 1 EnWG entsprechend) ermächtigt und verpflichtet, zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bestimmte Maßnahmen zu ergreifen. Zur Darstellung werden dabei drei verschiedene Maßnahmenkategorien unterschieden:

- Maßnahmen nach vertraglicher Vereinbarung mit dem Netzbetreiber mit Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 1, 1a EnWG (z.B. Redispatch)
- Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Ersatz der Kosten nach § 14 Abs. 1 EEG i. V. m. § 13 Abs. 2 EnWG (Einspeisemanagement)
- Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers ohne Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 2 EnWG (Notfallmaßnahmen)

Gemäß § 13 Abs. 5 EnWG sind die ÜNB verpflichtet, die Regulierungsbehörde unverzüglich über die Gründe von nach § 13 EnWG durchgeführten Anpassungen und Maßnahmen zu unterrichten. Über die Bestimmung des § 14 Abs. 1 EnWG gilt diese Vorschrift für Verteilernetzbetreiber entsprechend.

Der Wandel der Erzeugungslandschaft und die Verzögerungen beim Netzausbau stellen hohe Anforderungen an die Stromnetze. Insbesondere hat der Umfang von Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen in den vergangenen Jahren stark zugenommen. Diese Maßnahmen sind notwendig, um kritischen Netzsituationen entgegen zu wirken. Die Analyse und die Nachvollziehbarkeit des Vorgehens der verantwortlichen Netzbetreiber sind dabei eine wichtige Grundlage für die Bundesnetzagentur zur Wahrnehmung ihrer Aufgaben. Insbesondere für die Analyse des Bedarfs an Netzreservekapazitäten, die Netzausbauplanung auf den Ebenen der Übertragungs- und Verteilernetze sowie für die Koordination der Maßnahmen mit den europäischen Nachbarn ist es wichtig, einen aktuellen Kenntnisstand über Art und Umfang der Maßnahmen zu haben. Die bisherige jährliche Erfassung war angesichts der drastischen Zunahmen von Netz- und Sicherheitseingriffen nicht mehr ausreichend. Für diese Zwecke wurden mehrere Datenmeldeverfahren zur Erfassung dieser Maßnahmen in einem unterjährigen Rhythmus etabliert:

1. durch monatliche Datenmeldungen der Übertragungsnetzbetreiber zu den ergriffenen Redispatch-Maßnahmen im Zuge der Erfordernisse eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze nach § 13 Abs. 1 EnWG
2. durch 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 Abs. 1 EEG i. V. m. § 13 Abs. 2 EnWG
3. durch 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 Abs. 2 EnWG (Notfallmaßnahmen)

Grundsätzlich sind betroffene Netzbetreiber verpflichtet, die Anforderung von Anpassungen mit Umfang und Zeitpunkt in ihrem Netzgebiet an die Bundesnetzagentur ad-hoc zu melden. Diese Meldungen beziehen sich auf das betroffene Netzelement, die Spannungsebene und den Grund der Anforderung. In einem zweiten Schritt melden die Netzbetreiber quartalsweise in welchem Umfang die ad-hoc-Anforderungen zu Anpassungen der Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen geführt haben. Diese quartalsweisen Meldungen beziehen sich nur auf Maßnahmen, die aufgrund von Netzengpässen ergriffen wurden und umfassen die tatsächlich abgeregelte Arbeit, den Energieträger und die voraussichtlichen Entschädigungszahlungen für Einspeisemanagementmaßnahmen (im Folgenden EinsMan-Maßnahmen).

### 3.1 Hintergrund Redispatch

Gemäß § 13 Abs. 1 EnWG sind die ÜNB berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung im Elektrizitätsversorgungsnetz durch netz- und marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen. Soweit die VNB für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, sind diese auch gemäß § 14 Abs. 1 EnWG zur Ergreifung derartiger Maßnahmen berechtigt und verpflichtet.

Netzbezogene Maßnahmen, insbesondere Netzschaltungen, werden von den ÜNB nahezu an jedem Tag des Jahres ergriffen. Marktbezogene Maßnahmen sind insbesondere Maßnahmen, durch die Regelungen zur Sicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems vertraglich vereinbart werden.

Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasieren Fahrplan von Erzeugungseinheiten zur Verlagerung von Kraftwerkseinspeisungen. Dabei werden Kraftwerke auf Basis vertraglicher Verpflichtungen vom ÜNB angewiesen ihre Einspeiseleistung abzusenken, während zugleich andere Kraftwerke 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. Redispatch ist vom Netzbetreiber zur Sicherstellung eines sichereren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze anzuwenden. Dies geschieht, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen (präventiver Redispatch) oder Leitungsüberlastungen zu beheben (kurativer Redispatch). Der Netzbetreiber erstattet den am Redispatch teilnehmenden Kraftwerksbetreibern deren entstehende Kosten. Man unterscheidet zudem zwischen strom- und spannungsbedingtem Redispatch. Strombedingter Redispatch dient dazu, kurzfristig auftretende Überlastungen von Leitungen und Umspannwerken zu vermeiden oder zu beseitigen. Spannungsbedingter Redispatch zielt hingegen auf die Aufrechterhaltung der Spannung im betroffenen Netzgebiet durch die Anpassung von Blindleistung ab. Redispatchmaßnahmen können regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden.

### 3.2 Hintergrund Reservekraftwerke

In Situationen, in denen die benötigte Kraftwerksleistung am Markt für die Behebung eines Engpasses nicht ausreicht, sind die ÜNB zur Beherrschung der Situation darauf angewiesen, noch fehlende Redispatchleistung zusätzlich zu beschaffen.

Hierfür greifen die ÜNB auf Reservekraftwerke in der Netzreserve zurück. Die Netzreserve setzt sich aus nationalen und ausländischen Kraftwerken zusammen, die ausschließlich für den ÜNB ihren Betrieb aufrechterhalten und auf dessen Anforderung für den Redispatch in das Netz einzuspeisen.

Die nationalen Kraftwerke in der Netzreserve sind zur Stilllegung angezeigte Kraftwerke, die aufgrund ihrer Systemrelevanz für die Netze nicht stillgelegt werden dürfen. Die Netzreserve setzt sich zudem aus Kraftwerken aus dem benachbarten Ausland zusammen. Die ausländischen Kraftwerke in der Netzreserve werden mittels Ausschreibungen ermittelt und durch die ÜNB vertraglich gesichert. Mit den Kraftwerksbetreibern werden Verträge geschlossen, wonach die Anlagen zum Redispatcheinsatz angefordert werden dürfen. Bisher wurden Verträge mit Kraftwerksbetreibern aus Österreich, Italien, Frankreich und der Schweiz geschlossen.

### **3.3 Hintergrund Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG**

Das Einspeisemanagement ist eine speziell geregelte Netzsicherheitsmaßnahme gegenüber den Anlagen Erneuerbarer Energien (EE-), Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Der in diesen Anlagen erzeugte Strom ist vorrangig in die Netze einzuspeisen und zu transportieren (§ 11 Abs. 1 und Abs. 5 EEG, § 4 Abs. 1 und Abs. 4 S. 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 Abs. 2, 2a S. 3 EnWG und für KWK-Anlagen auch i. V. m. § 4 Abs. 1 S. 2 KWKG). Insbesondere müssen die vorrangigen Abregelungsmaßnahmen gegenüber konventionellen Erzeugern zuvor ausgeschöpft werden. Die Netzausbaupflichten der für die Netzengpässe verantwortlichen Netzbetreiber bleiben parallel bestehen.

Der Betreiber der abgeregelten Anlage hat Anspruch auf eine Entschädigung der entstandenen Ausfallarbeit und -wärme nach Maßgabe von § 15 Abs. 1 EEG. Die Entschädigungskosten trägt der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die EinsMan-Maßnahme liegt. Der Anschlussnetzbetreiber ist verpflichtet, dem Betreiber der abgeregelten Anlage die Entschädigung auszuzahlen. Lag die Ursache bei einem anderen Netzbetreiber, so muss der verantwortliche Netzbetreiber dem Anschlussnetzbetreiber die Entschädigungskosten erstatten.

### **3.4 Hintergrund Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG**

Gemäß § 13 Abs. 2 EnWG sind ÜNB berechtigt und verpflichtet, Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen anzupassen oder diese Anpassungen zu verlangen (Anpassungsmaßnahmen), soweit sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nicht oder nicht rechtzeitig durch netz- und marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG beseitigen lässt.

Soweit Elektrizitätsverteilternetzbetreiber für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, sind auch sie gemäß § 14 Abs. 1 EnWG zu Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG berechtigt und verpflichtet. Darüber hinaus sind VNB gemäß § 14 Abs. 1c EnWG verpflichtet, Maßnahmen des ÜNB nach dessen Vorgaben durch eigene Maßnahmen zu unterstützen (Unterstützungsmaßnahmen).

Die Abschaltung von EEG-Anlagen im Rahmen von § 13 Abs. 2 EnWG ist teilweise auch unabhängig von den Vorschriften zum EEG-Einspeisemanagement erforderlich, sofern die Systemgefährdung nicht durch einen Netzengpass, sondern durch ein anderes Systemsicherheitsproblem hervorgerufen wird.

Die Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG stellen Notfallmaßnahmen dar und erfolgen entschädigungslos.

## 4 Erstes Quartal 2015

### 4.1 Redispatch

#### 4.1.1 Gesamtentwicklung

Das erste Quartal 2015 war von einem sehr hohen Redispatchbedarf gekennzeichnet. Im Zeitraum zwischen dem 1. Januar 2015 und dem 31. März 2015 wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen mit einer Gesamtdauer von 2.860 Stunden gemeldet. Da alle und somit auch parallel laufende Maßnahmen zur Behebung der Engpässe erfasst werden, ergibt sich dieser Summenwert der Stunden für alle Maßnahmen. Insgesamt wurden an 82 Tagen des Quartals entsprechende Eingriffe angewiesen. Somit wurde fast täglich Redispatch durchgeführt. Die Menge der getätigten Maßnahmen umfasste dabei ein Gesamtvolumen von 1.709 GWh. Die zum Ausgleich getätigten Anpassungen beliefen sich auf insgesamt 1.713 GWh. Damit betrug die gesamte Menge der Redispatcheingriffe (getätigte Maßnahmen zzgl. getätigte Gegengeschäfte zum Ausgleich) im ersten Quartal 2015 rund 3.422 GWh. Durch eine erste Abschätzung der ÜNB wurden die dabei für alle Eingriffsmaßnahmen incl. Redispatch der ÜNB angefallenen Kosten auf rund 196 Mio. Euro<sup>4</sup> taxiert. Vergleichsweise können in Bezug darauf die gemeldeten Redispatchkosten des Vorjahres mit 187 Mio. Euro herangezogen werden, wodurch erkennbar wird, dass von einem massiven Anstieg der Kosten im Jahr 2015 auszugehen ist.<sup>5</sup> Redispatchmaßnahmen wurden in den Regelzonen von TenneT und 50Hertz ergriffen.

---

<sup>4</sup> Kostenschätzung für Redispatch und Countertrading gemäß Veröffentlichung auf <https://transparency.entsoe.eu>. Aufgeführt werden hier die summierten Kosten der Anforderung von Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen durch die ÜNB sowie die Abrufe der Netzreserve, abschaltbare Lasten und MRAs. Eine gesonderte Ausweisung der reinen Redispatchkosten für die Quartale 1 und 2 für das Jahr 2015 ist daher aktuell nicht möglich.

<sup>5</sup> Vgl. Monitoringbericht 2015. S. 105, Link [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht\\_2015\\_BA.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=3)

## Redispatchmaßnahmen im ersten Quartal 2015

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge getätigte Maßnahmen (Einspeisereduzierung) in GWh <sup>1</sup>	Gesamtmenge (getätigte Maßnahmen zzgl. Gegenschäft (Einspeiserhöhung)) in GWh	Geschätzte Kosten aller Eingriffsmaßnahmen in Mio. Euro <sup>2</sup>
Regelzone TenneT	1.440	834	1.672	98,2
Regelzone 50Hertz	1.420	875	1.750	84,8
Regelzone TransnetBW	0	0	0	13,0
Regelzone Amprion	0	0	0	0,0
Gesamt	2.860	1.709	3.422	196,0

<sup>1</sup> Erfolgt eine gemeinsame Anforderung einer Redispatchmaßnahme durch zwei benachbarte ÜNB, werden in der Auswertung der Bundesnetzagentur Gesamtdauer und Gesamtmenge dieser Maßnahme hälftig auf die beiden anfordernden ÜNB umgerechnet.

<sup>2</sup> Kostenschätzung für Redispatch und Countertrading gemäß Veröffentlichung auf <https://transparency.entsoe.eu>. Aufgeführt werden hier die summierten Kosten der Anforderung von Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen durch die ÜNB sowie die Abrufe der Netzreserve, abschaltbare Lasten und MRAs. Eine gesonderte Ausweisung der reinen Redispatchkosten für das 1. Quartal des Jahres 2015 ist daher aktuell nicht möglich.

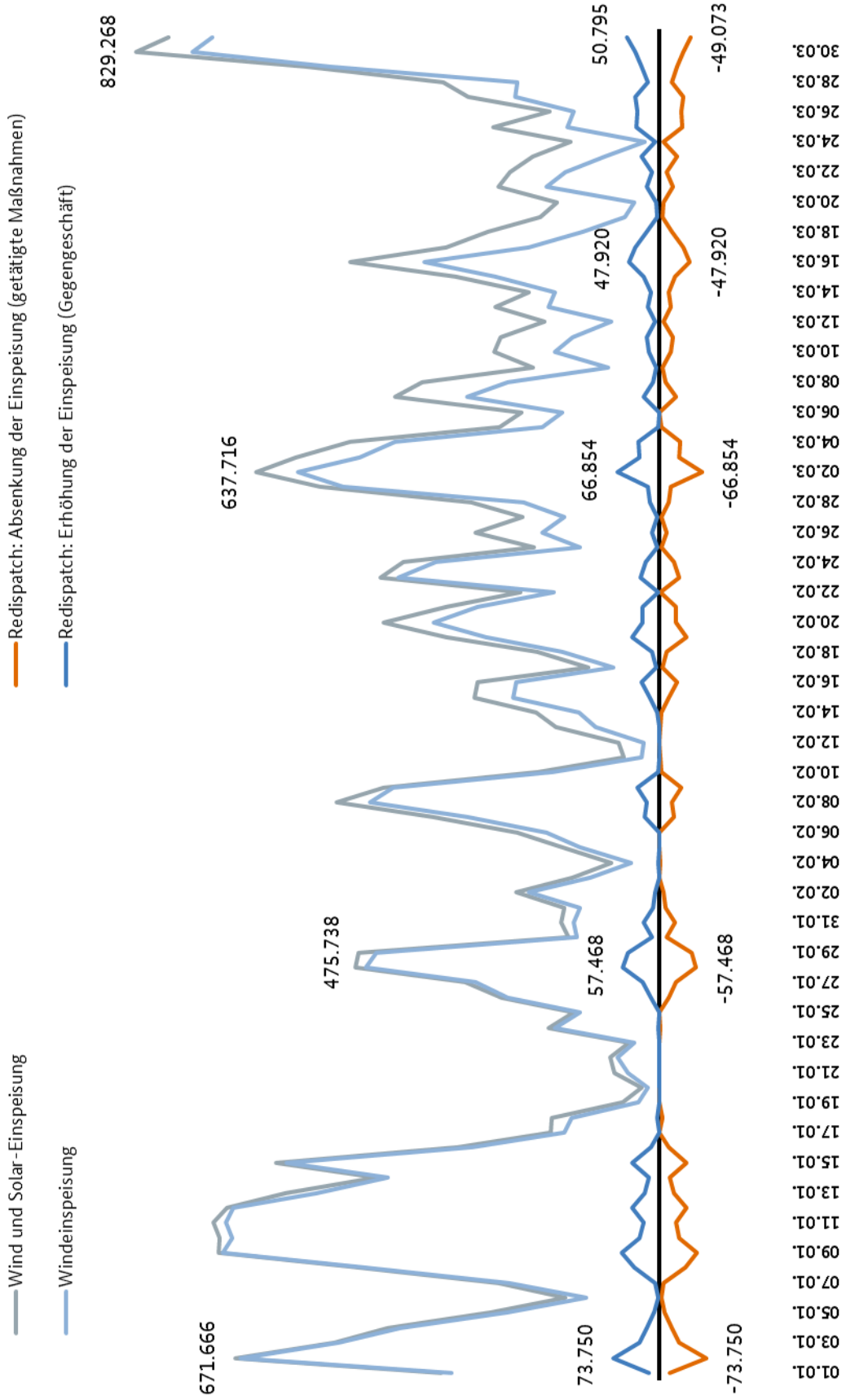
Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 2: Redispatchmaßnahmen im ersten Quartal 2015<sup>6</sup>

Im Verlauf des ersten Quartals 2015 wurden insbesondere in Zeiten hoher Windeinspeisungen am 2. Januar und zwischen dem 9. und 12. Januar sowie in Zeiten hoher Wind- und PV-Einspeisungen am 1. März und zum Ende des Monats März während des Orkantiefs Niklas in größerem Umfang Redispatchmaßnahmen durchgeführt. Der detaillierte Verlauf der Entwicklung und der abgesenkten und erhöhten Einspeisung durch Redispatch ist der folgenden Abbildung zu entnehmen.

<sup>6</sup> Countertrading dient ebenfalls dem Ziel, drohende Netzengpässe durch Veränderungen der ursprünglich geplanten Kraftwerksfahrweise zu vermeiden oder zu beseitigen. Im Unterschied zum Redispatch handelt es sich um Handelsgeschäfte. Da die praktische Bedeutung von Countertrading sehr gering ist, werden die Kosten von Redispatch und Countertrading in der Auswertung der Bundesnetzagentur zusammengefasst.

### EE-Erzeugung und Redispatchmaßnahmen in Q1 2015 in MWh



Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Abbildung 1: EE-Erzeugung und Redispatchmaßnahmen im ersten Quartal 2015



#### 4.1.2 Strombedingter Redispatch

In der überwiegenden Mehrzahl mussten im ersten Quartal 2015 strombedingte Redispatchmaßnahmen durchgeführt werden. In Summe wurden entsprechende Maßnahmen mit einer Gesamtdauer von 2.845 Stunden und einem Volumen getätigter Maßnahmen von 1.709 GWh veranlasst. Davon entfielen 2.806 Stunden (99 Prozent) auf folgende Netzelemente.

#### Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im ersten Quartal 2015

Betroffenes Netzelement	Regelzone	Dauer (in Std.)	Menge getätigte Maßnahmen in GWh <sup>1</sup>
Remptendorf - Redwitz	50Hertz/ TenneT	1.433	1.241
Gebiet Vierraden - Krajnik (PL) (Vierraden, Krajnik, Pasewalk, Neuenhagen)	50Hertz	456	180
Gebiet Hamburg (Hamburg Nord, 50Hertz-Zone)	TenneT/50Hertz	307	76
Gebiet Conneforde (UW Conneforde)	TenneT	284	115
Gebiet Lehrte (Lehrte-Mehrum, -Godenau, -Göttingen)	TenneT	172	36
Brunsbüttel-50 Hertz-Zone (Hamburg Nord)	TenneT/50Hertz	87	22
Röhrsdorf - Hradec (CZ)	50Hertz	39	22
Gebiet Flensburg - Kassö (Flensburg-Audorf-Kassö (DK))	TenneT	16	3
Landesbergen - Wechold - Sottrum	Tennet	12	3

<sup>1</sup> In den Darstellungen zu einzelnen Netzelementen wird das Volumen der Redispatchmaßnahmen anhand der Menge der getätigten Maßnahmen zur Reduzierung der Einspeiseleistung analysiert. Die Menge der getätigten Gegengeschäfte zum bilanziellen Ausgleich (Erhöhung der Einspeiseleistung von Kraftwerken) wird nicht berücksichtigt. Dadurch wird ermittelt, in welchem Maße die betrachteten Netzelemente physikalisch überlastet waren und welche Arbeit nötig war, um die Überlastung durch Einspeisereduzierung von Kraftwerken zu beheben.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 3: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im ersten Quartal 2015

Besonders betroffen waren demnach die Leitung Remptendorf-Redwitz sowie das Gebiet um die Leitung Vierraden nach Krajnik in Polen. Auf diese Netzelemente entfielen 50 Prozent bzw. 16 Prozent aller strombedingten Redispatcheingriffe. Darüber hinaus wurden von den ÜNB weitere Maßnahmen von insgesamt 39 Stunden bei anderen Netzelementen ergriffen. Diese beziehen sich auf Maßnahmen, die jeweils im Umfang von weniger als 12 Stunden je einzelne Leitung durchgeführt wurden.

Die nachfolgende Karte ordnet die besonders kritischen Netzelemente (Anzahl der Stunden je Leitung > 12) aus der obigen Tabelle ihrer jeweiligen geographischen Lage zu:

Strombedingte Redispatchmaßnahmen im 1. Quartal 2015 gemäß Meldungen der ÜNB<sup>7</sup>

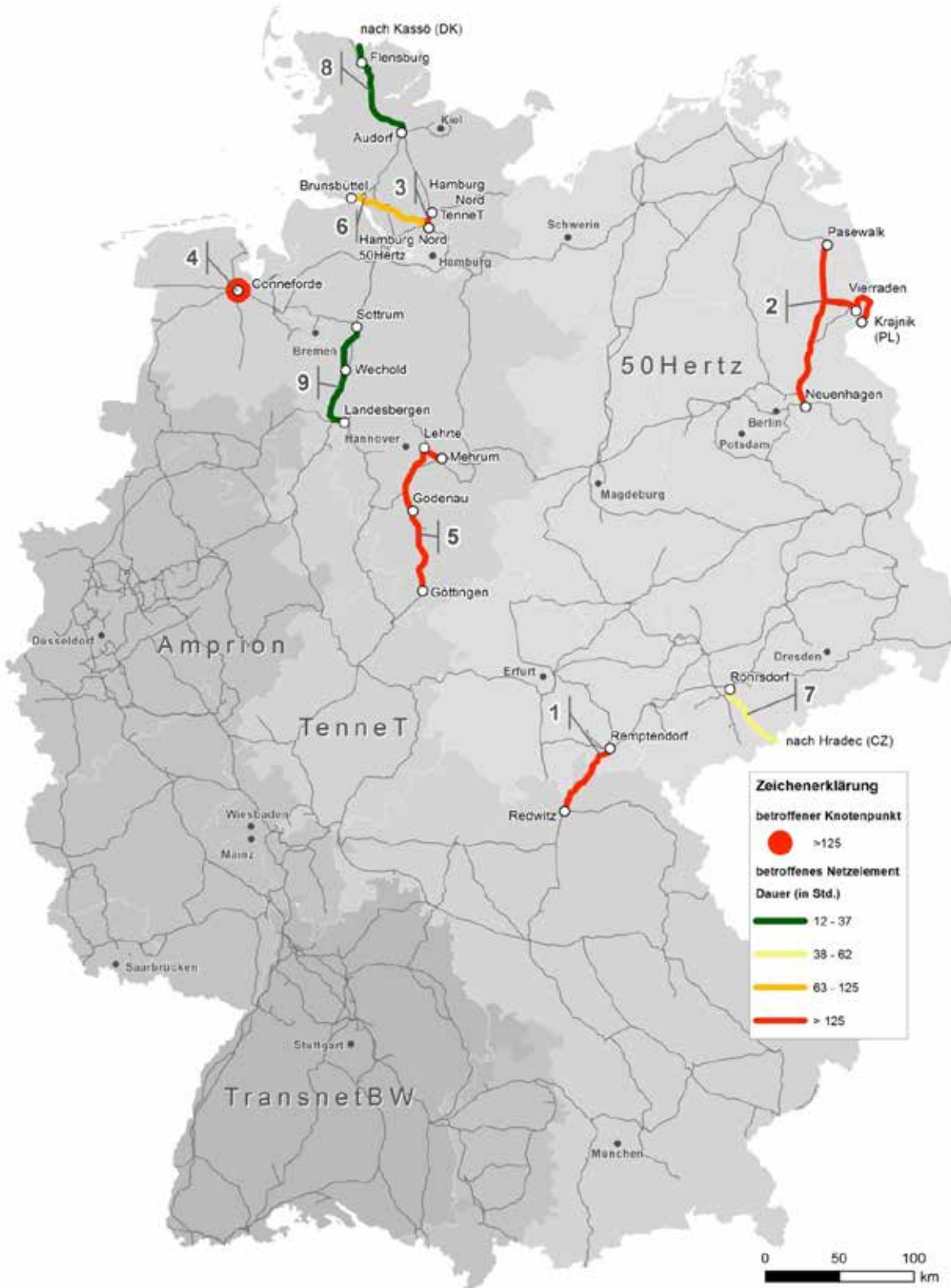


Abbildung 2: Strombedingte Redispatchmaßnahmen im ersten Quartal 2015 gemäß Meldungen der ÜNB

<sup>7</sup> Beim Knotenpunkt Conneforde war insbesondere der 380kV-Transformator des Umspannwerkes Conneforde stark belastet.

### 4.1.3 Spannungsbedingter Redispatch

Neben den strombedingten Redispatchmaßnahmen wurden im ersten Quartal 2015 spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen von insgesamt 15 Stunden gemeldet, die in der Regelzone von TenneT getätigt wurden. Das Volumen der Eingriffe belief sich dabei lediglich auf 33 MWh.<sup>8</sup>

#### Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im ersten Quartal 2015<sup>1</sup>

Netzgebiet	Dauer (in Std.)	Menge (in MWh)
<b>Regelzone TenneT: Netzgebiet Nord</b>	<b>5</b>	<b>17</b>
davon Netzgebiet Conneforde	3	12
davon Netzgebiet Landesbergen	2	5
<b>Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte</b>	<b>10</b>	<b>16</b>
davon Ovenstädt-Bechterdissen-Borken	10	16

<sup>1)</sup> Da sich spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf räumlich größere Netzregionen (und nicht auf einzelne Leitungen bzw. Umspannwerke beziehen), wird aus Darstellungsgründen auf eine Übersichtskarte verzichtet.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 4: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im ersten Quartal 2015

## 4.2 Einsatz Reservekraftwerke (erstes Quartal 2015)<sup>9</sup>

Im ersten Quartal 2015 wurden Reservekraftwerke am 16. März 2015 sowie im Zeitraum zwischen dem 30. März und 2. April 2015 angefordert.

Hintergrund des Abrufs von Reservekraftwerken am 16. März 2015 war insbesondere eine sehr hohe prognostizierte Einspeisung aus Erneuerbaren Energien in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH (ca. 10 GW in der Mittagszeit), die mit einer entsprechend hohen Transportaufgabe des Übertragungsnetzes einherging. Aufgrund von Nichtverfügbarkeiten im süddeutschen Kraftwerkspark entschieden die ÜNB daher, Reservekraftwerke mit einer maximalen Leistung von knapp 1.600 MW einzusetzen.

<sup>8</sup> Da sich spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf räumlich größere Netzregionen (und nicht auf einzelne Leitungen bzw. Umspannwerke) beziehen, wird aus Darstellungsgründen auf eine Übersichtskarte verzichtet.

<sup>9</sup> Vgl. Bericht zur Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 sowie die Jahre 2016/2017 und 2019/2020. Link: <http://www.bundesnetzagentur.de/netzreserve>

**Am 16. März 2015 angeforderte Reservekraftwerke**

	<b>Angeforderte Leistung in MW</b>	<b>Max. Leistung in MW</b>	<b>Standort</b>
Theiß 1	50	65	Österreich
Theiß A	100	130	Österreich
Korneuburg	120	140	Österreich
Theiß Kombi	300	450	Österreich
GKM 3	100	200	Deutschland
Enel	337	337	Italien
Edison	272	272	Italien

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 5: Am 16. März 2015 angeforderte Reservekraftwerke

Infolge des Orkantiefs Niklas und der damit verbundenen sehr starken Einspeisung aus Erneuerbaren Energien durch extremes Windaufkommen mussten zwischen dem 30. März und dem 2. April 2015 erhebliche Gegenmaßnahmen (Redispatch und Einspeisemanagement) ergriffen werden, um einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des Energieversorgungssystems zu gewährleisten. Um für diese Situation ein ausreichend großes Redispatchpotential zur Verfügung zu haben, wurden zusätzlich die Netzreserven mit einer maximalen Gesamtleistung von 4.369 MW mobilisiert (siehe Tabelle).

## Zwischen 30. März und 2. April 2015 abgerufene Reserven

	Maximal bestellte Leistung	Beginn der Anforderung	Ende der Anforderung
KMW 2	160 MW	30.03.2015 03:00 Uhr	31.03.2015 23:59 Uhr
Theiß 1	65 MW	30.03.2015 03:00 Uhr	31.03.2015 23:59 Uhr
Theiß A	130 MW	30.03.2015 03:00 Uhr	31.03.2015 23:59 Uhr
Korneuburg	140 MW	30.03.2015 03:00 Uhr	31.03.2015 23:59 Uhr
Theiß Kombi	450 MW	30.03.2015 03:00 Uhr	31.03.2015 23:59 Uhr
GKM 3	200 MW	30.03.2015 03:00 Uhr	31.03.2015 23:59 Uhr
ENEL (Pool)	337 MW	30.03.2015 03:00 Uhr	31.03.2015 23:59 Uhr
EDISON (Pool)	272 MW	30.03.2015 03:00 Uhr	31.03.2015 23:59 Uhr
Irsching 3	375 MW	30.03.2015 03:00 Uhr	02.04.2015 21:00 Uhr
Staudinger 4	-	Ausfall ab 30. März 2015	
Walheim 1	96 MW	30.03.2015 03:00 Uhr	Ausfall ab 31. März 2015
Walheim 2	148 MW	30.03.2015 03:00 Uhr	02.04.2015 21:00 Uhr
Marbach DT 3	254 MW	30.03.2015 03:00 Uhr	02.04.2015 21:00 Uhr
Marbach GT 3	85 MW	30.03.2015 03:00 Uhr	02.04.2015 21:00 Uhr
Marbach GT 2	77 MW	30.03.2015 10:00 Uhr	02.04.2015 21:00 Uhr
MEAS + Swissgrid (Pool)	820 MW	30.03.2015 10:00 Uhr	01.04.2015 20:00 Uhr
Ingolstadt 3	380 MW	01.04.2015 00:00 Uhr	02.04.2015 23:49 Uhr <sup>1</sup>
Ingolstadt 4	380 MW	01.04.2015 02:00 Uhr	03.04.2015 07:14 Uhr

<sup>1</sup> Die Kraftwerke Ingolstadt 3 und Ingolstadt 4 wurden mit Ablauf des 31. März 2015 als systemrelevante Kraftwerke in die Reserve überführt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 6: Zwischen 30. März und 2. April 2015 abgerufene Reserven

Insbesondere Lastflüsse auf den Leitungen zwischen den Regelzonen von 50Hertz und TenneT sowie 50Hertz und dem polnischen ÜNB PSE machten erhebliche Eingriffe in die Fahrpläne von Erzeugungsanlagen notwendig. So traten in den Prognoserechnungen der ÜNB beispielsweise auf der regelmäßig hoch belasteten Leitung zwischen den Umspannwerken Remptendorf und Redwitz Belastungen von über 150 Prozent auf und auch die Lastflüsse nach Polen hätten den zulässigen Höchstwert von 1.600 MW ohne Gegenmaßnahmen um über 1.000 MW überschritten.

### **4.3 Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG<sup>10</sup>**

Im ersten Quartal 2015 wurden durch die ÜNB und VNB rund 1.135 GWh an Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen gemeldet. Dies entspricht in etwa 72 Prozent der Gesamtmenge an Ausfallarbeit des Jahres 2014<sup>11</sup>. Die geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für diesen Zeitraum auf ca. 116,9 Mio. Euro.

#### **Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im ersten Quartal 2015 nach Bundesländern**

Über 60 Prozent der Ausfallarbeit und Entschädigungszahlungen entfallen auf Schleswig-Holstein. Es folgen Brandenburg und Niedersachsen, die jeweils knapp weniger als 15 Prozent der gesamtdeutschen Ausfallarbeit ausmachen. Die restlichen Abregelungen verteilen sich, wie in nachfolgender Tabelle dargestellt, auf zehn weitere Bundesländer.

---

<sup>10</sup> Zum 1. August 2014 ist ein neues Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Kraft getreten. Zur Vereinfachung der Darstellung wird hier nur auf die Paragraphen dieser aktuellen Fassung verwiesen.

<sup>11</sup> Vgl. Monitoringbericht 2015 S. 112; Link [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht\\_2015\\_BA.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=3)

### Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im ersten Quartal 2015 nach Bundesländern

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Prozentuale Verteilung
Schleswig-Holstein	718,67	63,3%	74.228.332	63,5%
Brandenburg	165,54	14,6%	16.788.315	14,4%
Niedersachsen	162,43	14,3%	17.944.471	15,3%
Sachsen-Anhalt	29,42	2,6%	2.530.986	2,2%
Thüringen	28,76	2,5%	2.651.697	2,3%
Nordrhein-Westfalen	16,32	1,4%	1.469.127	1,3%
Sachsen	6,89	0,6%	645.237	0,6%
Mecklenburg-Vorpommern	6,03	0,5%	592.298	0,5%
Hamburg	0,19	0,0%	17.813	0,0%
Baden-Württemberg	0,18	0,0%	18.808	0,0%
Rheinland-Pfalz	0,14	0,0%	13.019	0,0%
Hessen	0,06	0,0%	5.524	0,0%
Bayern	0,00	0,0%	-	0,0%
Berlin	-	0,0%	-	0,0%
Bremen	-	0,0%	-	0,0%
Saarland	-	0,0%	-	0,0%
<b>Gesamt</b>	<b>1.134,63</b>	<b>100,0%</b>	<b>116.905.627</b>	<b>100,0%</b>

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 7: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im ersten Quartal 2015 nach Bundesländern

### Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im ersten Quartal 2015

Der mit Abstand am häufigsten abgeregelte Energieträger ist Wind an Land (onshore) auf den über 85 Prozent der Ausfallarbeit und rund 73 Prozent der Entschädigungszahlungen entfallen. Der Energieträger Biomasse einschließlich Biogas wurde mit 110,8 GWh am zweithäufigsten abgeregelt.

**Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im ersten Quartal 2015**

Energieträger	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Prozentuale Verteilung
Wind (onshore)	969,69	85,5%	85.616.320	73,2%
Biomasse einschl. Biogas	110,81	9,8%	19.252.875	16,5%
Solar	51,33	4,5%	11.763.904	10,1%
Laufwasser	2,09	0,2%	223.215	0,2%
KWK-Strom	0,37	0,0%	21.655	0,0%
Deponie-, Klär- und Grubengas	0,36	0,0%	27.658	0,0%
<b>Gesamt</b>	<b>1.134,63</b>	<b>100,0%</b>	<b>116.905.627</b>	<b>100,0%</b>

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 8: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im ersten Quartal 2015

**Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im ersten Quartal 2015**

Über 93 Prozent der Abregelungen erfolgten in den Verteilernetzen. Bei lediglich knapp sieben Prozent wurden Anlagen abgeregelt, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Dies stellt jedoch nicht dar, auf welcher Netzebene die Maßnahmen verursacht wurden.

**Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im ersten Quartal 2015**

	Übertragungsnetz	Verteilernetz
Ausfallarbeit in GWh	75,41	1.059,22
Prozentuale Verteilung (Ausfallarbeit)	6,6%	93,4%
Geschätzte Entschädigungszahlungen in Euro	7.673.827	109.231.800
Prozentuale Verteilung (Entschädigungszahlungen)	6,6%	93,4%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 9: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im ersten Quartal 2015

In den zwei nachfolgenden Tabellen werden die Abregelungen differenziert nach Bundesländern für das Übertragungsnetz und die Verteilernetze dargestellt.



## Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im ersten Quartal 2015

### Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im ersten Quartal 2015

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Prozentuale Verteilung
Brandenburg	74,95	99,4%	7.630.401	99,4%
Mecklenburg-Vorpommern	0,27	0,4%	25.614	0,3%
Schleswig-Holstein	0,19	0,3%	17.813	0,2%
Niedersachsen	-	0,0%	-	0,0%
Sachsen-Anhalt	-	0,0%	-	0,0%
Thüringen	-	0,0%	-	0,0%
Nordrhein-Westfalen	-	0,0%	-	0,0%
Sachsen	-	0,0%	-	0,0%
Hamburg	-	0,0%	-	0,0%
Baden-Württemberg	-	0,0%	-	0,0%
Rheinland-Pfalz	-	0,0%	-	0,0%
Hessen	-	0,0%	-	0,0%
Bayern	-	0,0%	-	0,0%
Berlin	-	0,0%	-	0,0%
Bremen	-	0,0%	-	0,0%
Saarland	-	0,0%	-	0,0%
<b>Gesamt</b>	<b>75,41</b>	<b>100,0%</b>	<b>7.673.828</b>	<b>100,0%</b>

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 10: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im ersten Quartal 2015

In nachstehender Tabelle wird die regionale Verteilung der Ausfallarbeit und der Kosten in den Verteilernetzen je Bundesland dargestellt. Anzumerken ist hier, dass ca. 87 Prozent der Ausfallarbeit bei Netzbetreibern anfällt, die auch Netze in der Hochspannungsebene betreiben. Lediglich 13 Prozent der betroffenen Verteilernetzbetreiber betreiben ihre Netze nur in der Mittel- und Niederspannungsebene. Hier zeigt sich der Netzausbaubedarf auf den oberen Spannungsebenen.

**Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im ersten Quartal 2015****Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im ersten Quartal 2015**

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Anteil	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Anteil
Schleswig-Holstein	718,67	67,8%	74.228.332	68,0%
Niedersachsen	162,43	15,3%	17.944.471	16,4%
Brandenburg	90,59	8,6%	9.157.914	8,4%
Sachsen-Anhalt	29,42	2,8%	2.530.986	2,3%
Thüringen	28,76	2,7%	2.651.697	2,4%
Nordrhein-Westfalen	16,32	1,5%	1.469.127	1,3%
Sachsen	6,89	0,7%	645.237	0,6%
Mecklenburg-Vorpommern	5,76	0,5%	566.684	0,5%
Baden-Württemberg	0,18	0,0%	18.808	0,0%
Rheinland-Pfalz	0,14	0,0%	13.019	0,0%
Hessen	0,06	0,0%	5.524	0,0%
Bayern	0,00	0,0%	-	0,0%
Hamburg	-	0,0%	-	0,0%
Berlin	-	0,0%	-	0,0%
Bremen	-	0,0%	-	0,0%
Saarland	-	0,0%	-	0,0%
<b>Gesamt</b>	<b>1.059,22</b>	<b>100,0%</b>	<b>109.231.800</b>	<b>100,0%</b>

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 11: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im ersten Quartal 2015

**Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im ersten Quartal**

Mit 76 Prozent fanden die meisten EinsMan-Maßnahmen in der Regelzone von TenneT statt. Rund 23 Prozent entfielen auf das Netzgebiet der 50Hertz. Bei Amprion und TransnetBW wurden lediglich die restlichen knapp 1,5 Prozent der EinsMan-Maßnahmen durchgeführt. Die unterschiedliche Verteilung der EinsMan-Maßnahmen auf die Regelzonen begründet sich insbesondere aus der regional unterschiedlichen Einspeisemenge (Jahresarbeit 2014) aus Erneuerbaren Energien. Auf die Regelzone von TenneT und 50Hertz entfallen danach ca. 72 Prozent der eingespeisten Jahresarbeit aus Erneuerbaren Energien. Amprion und TransnetBW kommen danach auf einen Anteil von ca. 28 Prozent.<sup>12</sup>

<sup>12</sup> Vgl.: [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Erneuerbare\\_Energien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen\\_2014.xlsx;jsessionid=B5351164F9AAE31C9D201767E4E0D616?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Erneuerbare_Energien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2014.xlsx;jsessionid=B5351164F9AAE31C9D201767E4E0D616?__blob=publicationFile&v=2)

## Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im ersten Quartal 2015

Regelzone	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 14 Abs. 1 EEG i.V.m. § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Prozentuale Verteilung
TenneT	863,24	76,1%	90.452.560	77,4%
50Hertz	254,75	22,5%	24.952.113	21,3%
Amprion	16,46	1,5%	1.482.146	1,3%
TransnetBW	0,18	0,0%	18.808	0,0%
<b>Gesamt</b>	<b>1.134,63</b>	<b>100%</b>	<b>116.905.627</b>	<b>100%</b>

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 12: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im ersten Quartal

### 4.4 Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG

#### Anpassungen von Stromeinspeisungen

Im ersten Quartal 2015 haben drei VNB Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG vorgenommen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von ca. 9 GWh verteilt über vier Bundesländer. Brandenburg ist am stärksten betroffen mit fast 60 Prozent der Anpassungsmenge. Alle Anpassungsmaßnahmen fanden in der Regelzone von 50Hertz statt.

## Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen nach Bundesländern im ersten Quartal 2015

Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen nach Bundesländern  
im ersten Quartal 2015

Bundesland	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung
Brandenburg	5,13	59,1%
Sachsen	1,94	22,4%
Sachsen-Anhalt	1,34	15,4%
Thüringen	0,27	3,1%
Schleswig-Holstein	-	-
Niedersachsen	-	-
Nordrhein-Westfalen	-	-
Mecklenburg-Vorpommern	-	-
Baden-Württemberg	-	-
Rheinland-Pfalz	-	-
Hessen	-	-
Bayern	-	-
Hamburg	-	-
Berlin	-	-
Bremen	-	-
Saarland	-	-
<b>Gesamt</b>	<b>8,68</b>	<b>100%</b>

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 13: Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen nach Bundesländern im ersten Quartal 2015

Der Großteil der abgeregelten Arbeit entfällt mit rund 8,3 GWh auf den Energieträger Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil). Nur knapp fünf Prozent der Ausfallarbeit entfällt dabei auf die Energieträger Erdgas, Braunkohle und Mineralölprodukte. Detaillierte Daten sind der nachstehenden Tabelle zu entnehmen.

## Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen auf Energieträger

## Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen auf Energieträger

Energieträger	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 in GWh	Prozentuale Verteilung
Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil)	8,27	95,2%
Erdgas	0,28	3,3%
Braunkohle	0,13	1,5%
Mineralölprodukte	0,0002	0,002%
<b>Gesamt</b>	<b>8,68</b>	<b>100,0%</b>

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 14: Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen auf Energieträger

## 5 Zweites Quartal 2015

### 5.1 Redispatch

#### 5.1.1 Gesamtentwicklung

Das zweite Quartal 2015 war ebenfalls von einem hohen Redispatchbedarf gekennzeichnet. Im Zeitraum zwischen dem 1. April 2015 und dem 30. Juni 2015 wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen mit einer Gesamtdauer von 2.830 Stunden gemeldet. Da alle und somit auch parallel laufende Maßnahmen zur Behebung der Engpässe erfasst werden, ergibt sich dieser Summenwert der Stunden für alle Maßnahmen. Dies entspricht in etwa der Dauer des ersten Quartals (Q1: 2.860 Stunden). Insgesamt wurden an 84 Tagen des Quartals entsprechende Eingriffe angewiesen. Somit wurde fast täglich Redispatch durchgeführt. Die Menge der getätigten Maßnahmen umfasste dabei ein Gesamtvolumen von 915 GWh. Die zum Ausgleich getätigten Anpassungen beliefen sich ebenfalls auf insgesamt 915 GWh. Damit betrug die gesamte Menge der Redispatcheingriffe (getätigte Maßnahmen zzgl. getätigte Gegengeschäfte zum Ausgleich) im zweiten Quartal 2015 rund 1.831 GWh. Gegenüber dem ersten Quartal hat sich die Redispatchmenge somit in etwa halbiert. In den Sommermonaten ist der Redispatchbedarf erfahrungsgemäß geringer als in den Wintermonaten, da die Einspeisung aus Windenergieanlagen im Sommer niedriger ausfällt. Zudem ist die Last bzw. Stromnachfrage insgesamt geringer. In den Wintermonaten erhöht sich der Transportbedarf auf den Verbindungsleitungen aus dem Norden zu den Lastzentren im Süden. Dies ergibt sich aus der regionalen Verteilung der Windenergieanlagen. Durch die unzureichenden Leitungskapazitäten steigt daher der Redispatchbedarf im Winter gegenüber dem Sommer nochmals an.

Durch eine erste Abschätzung der ÜNB wurden die im zweiten Quartal angefallenen Kosten aller Eingriffsmaßnahmen incl. Redispatch auf Anforderungen der ÜNB auf etwa 70 Mio. Euro<sup>13</sup> taxiert. Redispatchmaßnahmen wurden in allen vier Regelzonen, insbesondere bei TenneT und 50Hertz, ergriffen. Eine genaue Aufteilung ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.

---

<sup>13</sup> Kostenschätzung für Redispatch und Countertrading gemäß Veröffentlichung auf <https://transparency.entsoe.eu>. Aufgeführt werden hier die summierten Kosten der Anforderung von Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen durch die ÜNB sowie die Abrufe der Netzreserve, abschaltbare Lasten und MRAs. Eine gesonderte Ausweisung der reinen Redispatchkosten für die Quartale 1 und 2 für das Jahr 2015 ist daher aktuell nicht möglich.

## Redispatchmaßnahmen im zweiten Quartal 2015

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge getätigte Maßnahmen (Einspeisereduzierung) in GWh <sup>1</sup>	Gesamtmenge (getätigte Maßnahmen zzgl. Gegenschäft (Einspeiserhöhung)) in GWh	Geschätzte Kosten aller Eingriffsmaßnahmen in Mio. Euro <sup>2</sup>
Regelzone TenneT	2.257	683	1.367	44,1
Regelzone 50Hertz	526	220	440	20,5
Regelzone TransnetBW	8	4	7	4,4
Regelzone Amprion	39	8	17	0,5
<b>Gesamt</b>	<b>2.830</b>	<b>915</b>	<b>1.831</b>	<b>69,5</b>

<sup>1</sup> Erfolgt eine gemeinsame Anforderung einer Redispatchmaßnahme durch zwei benachbarte ÜNB, werden in der Auswertung der Bundesnetzagentur Gesamtdauer und Gesamtmenge dieser Maßnahme hälftig auf die beiden anfordernden ÜNB umgerechnet.

<sup>2</sup> Kostenschätzung für Redispatch und Countertrading gemäß Veröffentlichung auf <https://transparency.entsoe.eu>. Aufgeführt werden hier die summierten Kosten der Anforderung von Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen durch die ÜNB sowie die Abrufe der Netzreserve, abschaltbare Lasten und MRAs. Eine gesonderte Ausweisung der reinen Redispatchkosten für das 2. Quartal des Jahres 2015 ist daher aktuell nicht möglich.

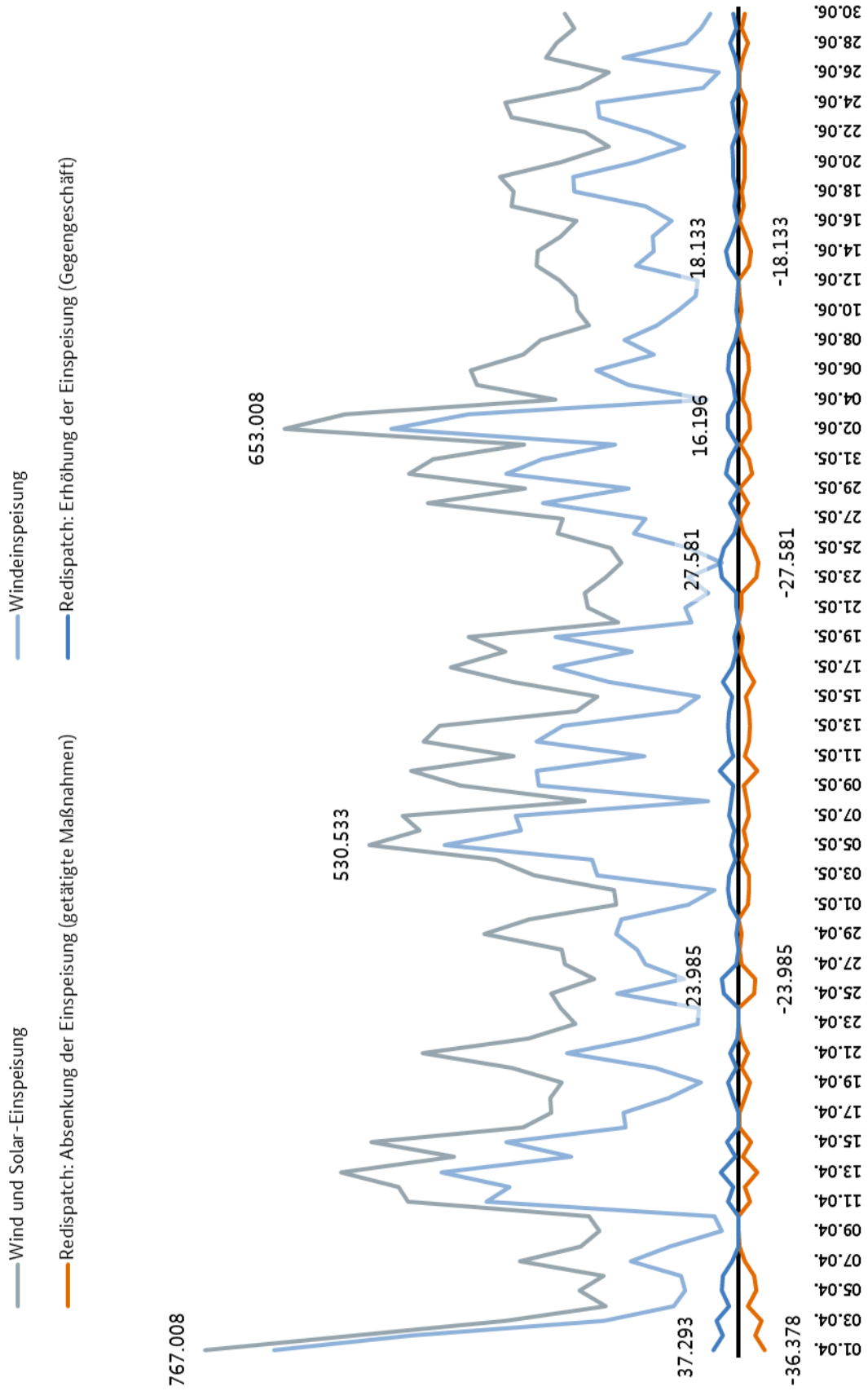
Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 15: Redispatchmaßnahmen im zweiten Quartal 2015<sup>14</sup>

Mit Beginn des zweiten Quartals 2015 mussten in Zeiten anhaltend hoher Windeinspeisungen aufgrund des Sturmtiefs Niklas weitere Redispatchmaßnahmen getätigt werden. Im Verlauf des zweiten Quartals wurden neben strombedingten auch verstärkt spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen ergriffen. Der detaillierte Verlauf der Entwicklung und der abgesenkten und erhöhten Einspeisungen durch Redispatch ist der folgenden Abbildung zu entnehmen.

<sup>14</sup> Countertrading dient ebenfalls dem Ziel, drohende Netzengpässe durch Veränderungen der ursprünglich geplanten Kraftwerksfahrweise zu vermeiden oder zu beseitigen. Im Unterschied zum Redispatch handelt es sich um Handelsgeschäfte. Da die praktische Bedeutung von Countertrading sehr gering ist, werden die Kosten von Redispatch und Countertrading in der Auswertung der Bundesnetzagentur zusammengefasst.

### EE-Erzeugung und Redispatchmaßnahmen in Q2 2015 in MWh



Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Abbildung 3: EE-Erzeugung und Redispatchmaßnahmen im zweiten Quartal 2015



### 5.1.2 Strombedingter Redispatch

Im zweiten Quartal 2015 wurden strombedingte Redispatchmaßnahmen mit einer Gesamtdauer von 1.438 Stunden und einem Volumen getätigter Maßnahmen von 639 GWh veranlasst. Davon entfielen 1.410 Stunden (98 Prozent) auf folgende Netzelemente:

#### Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im zweiten Quartal 2015

Betroffenes Netzelement	Regelzone	Dauer (in Std.)	Menge getätigte Maßnahmen in GWh <sup>1</sup>
Remptendorf - Redwitz	50Hertz/ TenneT	309	195
Gebiet Mecklar (Mecklar, Borken)	TenneT	262	208
Gebiet Vierraden - Krajnik (PL) (Vierraden, Krajnik, Pasewalk, Neuenhagen)	50Hertz	242	89
Brunsbüttel-50 Hertz-Zone (Hamburg Nord)	TenneT/50Hertz	133	43
Gebiet Lehrte (Lehrte-Mehrum, -Godenau, -Göttingen)	TenneT	127	18
Gebiet Conneforde (UW Conneforde)	TenneT	125	37
Gebiet Hamburg (Hamburg Nord, 50Hertz-Zone)	TenneT/50Hertz	125	25
Gebiet Donau West/Ost (Vöhringen-Hoheneck-Dellmensingen)	Amprion	34	7
Gebiet Hamburg - Flensburg - Kassö (Hamburg-Flensburg-Audorf-Kassö (DK))	TenneT	30	6
Landesbergen - Wechold - Sottrum	Tennet	23	5

<sup>1</sup> In den Darstellungen zu einzelnen Netzelementen wird das Volumen der Redispatchmaßnahmen anhand der Menge der getätigten Maßnahmen zur Reduzierung der Einspeiseleistung analysiert. Die Menge der getätigten Gegengeschäfte zum bilanziellen Ausgleich (Erhöhung der Einspeiseleistung von Kraftwerken) wird nicht berücksichtigt. Dadurch wird ermittelt, in welchem Maße die betrachteten Netzelemente physikalisch überlastet waren und welche Arbeit nötig war, um die Überlastung durch Einspeiserreduzierung von Kraftwerken zu beheben.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 16: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im zweiten Quartal 2015

Besonders betroffen waren demnach die Leitung Remptendorf-Redwitz sowie das Gebiet Mecklar auf die 21 Prozent bzw. 18 Prozent aller strombedingten Redispatcheingriffe entfielen.

Darüber hinaus wurden von den ÜNB weitere Maßnahmen von insgesamt 28 Stunden bei anderen Netzelementen ergriffen. Diese beziehen sich auf Maßnahmen, die jeweils im Umfang von weniger als 12 Stunden je einzelne Leitung durchgeführt wurden. Diese sind nicht in der Tabelle 16 sowie der Abbildung 4 enthalten.

Die nachfolgende Karte ordnet die besonders kritischen Netzelemente (Anzahl der Stunden je Leitung > 12) aus der obigen Tabelle ihrer jeweiligen geographischen Lage zu:

Strombedingte Redispatchmaßnahmen im 2. Quartal 2015 gemäß Meldungen der ÜNB<sup>15</sup>

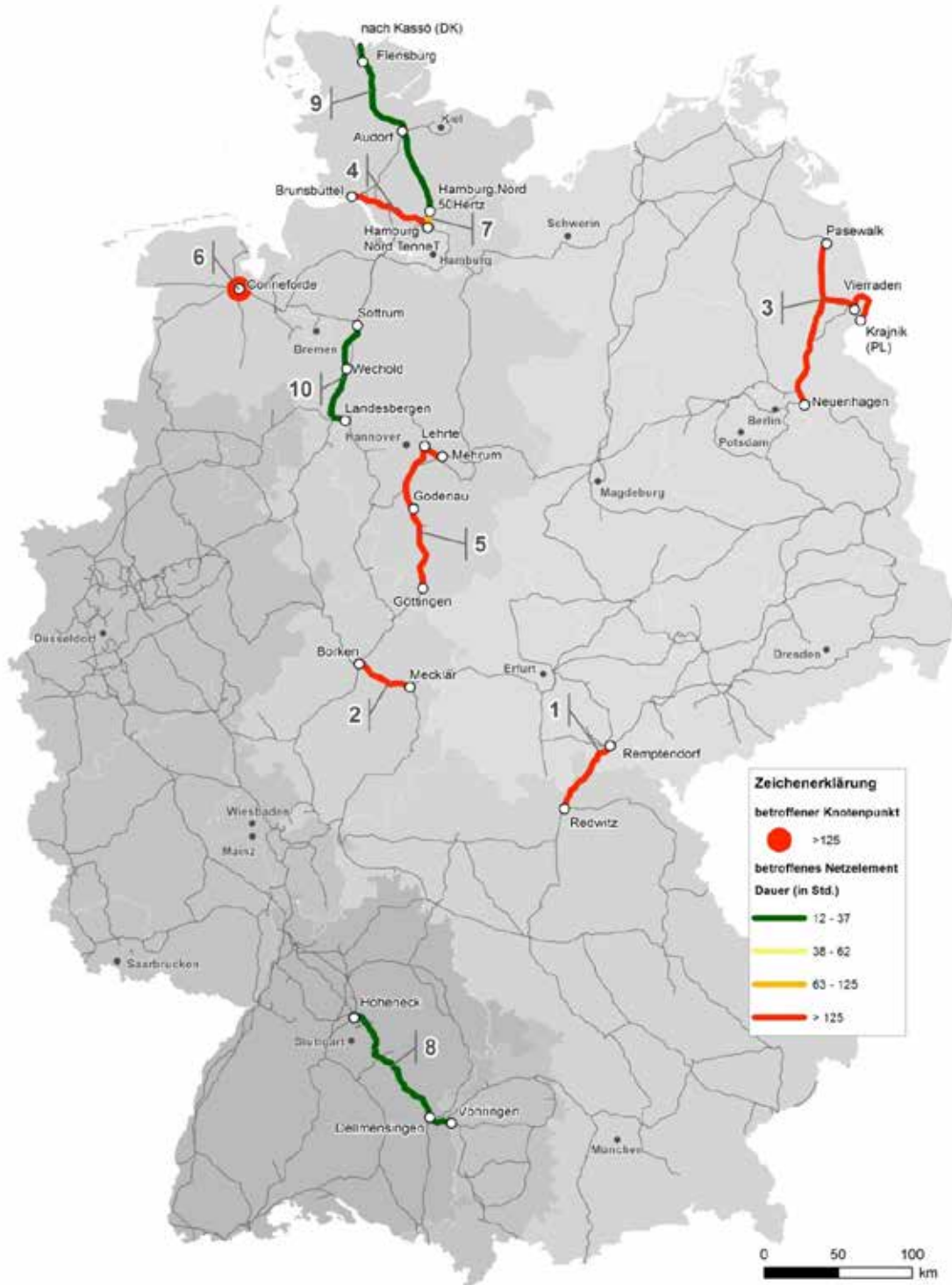


Abbildung 4: Strombedingte Redispatchmaßnahmen im zweiten Quartal 2015 gemäß Meldungen der ÜNB

<sup>15</sup> Beim Knotenpunkt Conneforde war insbesondere der 380kV-Transformator des Umspannwerkes Conneforde stark belastet.

### 5.1.3 Spannungsbedingter Redispatch

Der Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch hat im zweiten Quartal 2015 stark zugenommen. Insgesamt wurden entsprechende Maßnahmen mit einer Gesamtdauer von 1.392 Stunden gemeldet, die in der Regelzone von TenneT getätigt wurden. Das Volumen der Eingriffe belief sich dabei auf 275 GWh. Besonders betroffen waren die Netzgebiete um das Umspannwerk Conneforde sowie das Netzgebiet zwischen Ovenstädt, Bechterdissen und Borken. Eine genaue Aufteilung der betroffenen Netzelemente und Netzgebiete ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.<sup>16</sup>

#### Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im zweiten Quartal 2015

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge in GWh
Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte	768	150
davon Ovenstädt-Bechterdissen-Borken	481	95
davon Netzgebiet Borken (Borken-Dipperz-Großkrotzenburg, Gießen, Karben)	251	49
davon Mehrum-Grohnde-Lehrte-Krümmel	36	6
Regelzone TenneT: Netzgebiet Nord	518	100
davon Netzgebiet Conneforde	510	98
davon Netzgebiet Schleswig-Holstein und Hamburg	8	2
Regelzone TenneT: Netzgebiet Süd	106	25
davon Netzgebiet Nordostbayern	95	23
davon Netzgebiet Unterfranken	11	2

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 17: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im zweiten Quartal 2015

Laut ÜNB ist in den Sommermonaten allgemein mit einem höheren Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch zu rechnen als in den Wintermonaten. Generell führt ein niedrigerer Stromverbrauch in den Sommermonaten zu einem verstärkten Bedarf an Blindleistung, um die oberen Spannungsgrenzwerte in den Netzen halten zu können. Neben konventionellen Erzeugungsanlagen, können auch Netzbetriebsmittel wie z.B. Phasenschieber Blindleistung bereitstellen. Zukünftig soll dies auch über EE-Anlagen möglich sein, sobald diese dazu technisch nachgerüstet sind. Zurzeit erfolgt die Blindleistungsbereitstellung vor allem über konventionelle Erzeugungsanlagen. In den Sommermonaten, und insbesondere an den Wochenenden, sind einige konventionelle Kraftwerke durch den geringeren Strombedarf nicht am Markt verfügbar, so dass deren Einsatz zur Blindleistungsbereitstellung über eine Redispatchmaßnahme notwendig wird. Die Bundesnetzagentur wird im Rahmen der Evaluierung der Mindesterzeugung zukünftig die für die Sicherheit des Stromsystems mindestens erforderliche Strommenge untersuchen. Dabei wird insbesondere das

<sup>16</sup> Da sich spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf räumlich größere Netzregionen (und nicht auf einzelne Leitungen bzw. Umspannwerke) beziehen, wird aus Darstellungsgründen auf eine Übersichtskarte verzichtet.

Verhältnis von konventionellen Erzeugungsanlagen und Pumpspeicherkraftwerken zu EE-Anlagen analysiert werden.

## **5.2 Einsatz Reservekraftwerke (zweites Quartal 2015)**

Im zweiten Quartal 2015 wurden zwischen dem 1. April und 2. April 2015 infolge des Orkantiefs Niklas Reservekraftwerke zur Gewährleistung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Energieversorgungssystems angefordert (eine detaillierte Beschreibung der Anforderung zwischen dem 30. März und dem 2. April 2015 erfolgt bei den Ausführungen zum ersten Quartal 2015, Kapitel 4.2 auf Seite 17).

## **5.3 Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG<sup>17</sup>**

### **EinsMan-Maßnahmen und geschätzte Entschädigungen**

Im zweiten Quartal 2015 wurden durch die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber 737 GWh an Ausfallarbeit von EEG- und KWK- und Grubengas-Anlagen gemeldet. Die geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für diesen Zeitraum auf ca. 76,6 Mio. Euro. Damit wurde im ersten Halbjahr 2015 bereits die gesamte Ausfallarbeit des Jahres 2014 überschritten.

### **Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2015 nach Bundesländern**

Rund 67 Prozent der Ausfallarbeit und Entschädigungszahlungen entfallen auf Schleswig-Holstein. Es folgt Brandenburg mit einem Wert von rund 15 Prozent der gesamtdeutschen Ausfallarbeit. Niedersachsen weist einen Anteil von etwas über 9 Prozent auf. Die restlichen Abregelungen verteilen sich, wie in nachfolgender Tabelle dargestellt, auf neun weitere Bundesländer.

---

<sup>17</sup> Zum 1. August 2014 ist ein neues Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Kraft getreten. Zur Vereinfachung der Darstellung wird hier nur auf die Paragraphen dieser aktuellen Fassung verwiesen.

### Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2015 nach Bundesländern

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Prozentuale Verteilung
Schleswig-Holstein	490,83	66,6%	50.680.461	66,2%
Brandenburg	107,46	14,6%	11.790.998	15,4%
Niedersachsen	68,89	9,3%	7.849.722	10,2%
Mecklenburg-Vorpommern	47,10	6,4%	4.615.772	6,0%
Rheinland-Pfalz	8,13	1,1%	329.460	0,4%
Sachsen-Anhalt	6,81	0,9%	597.793	0,8%
Thüringen	4,51	0,6%	505.705	0,7%
Nordrhein-Westfalen	1,75	0,2%	70.801	0,1%
Sachsen	0,93	0,1%	87.967	0,1%
Bayern	0,29	0,0%	47.752	0,1%
Baden-Württemberg	0,15	0,0%	17.256	0,0%
Hessen	0,03	0,0%	3.150	0,0%
Hamburg	-	0,0%	-	0,0%
Berlin	-	0,0%	-	0,0%
Bremen	-	0,0%	-	0,0%
Saarland	-	0,0%	-	0,0%
<b>Gesamt</b>	<b>736,88</b>	<b>100,0%</b>	<b>76.596.837</b>	<b>100,0%</b>

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 18: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2015 nach Bundesländern

### Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im zweiten Quartal 2015

Auch im zweiten Quartal 2015 ist der mit Abstand am häufigsten abgeregelte Energieträger Wind an Land (onshore) auf den fast 80 Prozent der Ausfallarbeit und 65 Prozent der Entschädigungszahlungen entfallen. Mit einem Anteil von rund elf Prozent der Ausfallarbeit kommt der Energieträger Biomasse einschließlich Biogas im zweiten Quartal auf einen etwas höheren Wert als der Energieträger Solar, bei dem einen Anteil von rund 9 Prozent festzustellen ist.

### Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im zweiten Quartal 2015

Energieträger	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Prozentuale Verteilung
Wind (onshore)	588,37	79,8%	49.824.179	65,0%
Biomasse einschl. Biogas	80,17	10,9%	13.233.764	17,3%
Solar	66,69	9,1%	13.383.414	17,5%
Wind (offshore)	0,68	0,1%	75.185	0,1%
KWK-Strom	0,42	0,1%	26.913	0,0%
Laufwasser	0,38	0,1%	39.959	0,1%
Deponie-, Klär- und Grubengas	0,17	0,0%	13.423	0,0%
<b>Gesamt</b>	<b>736,88</b>	<b>100,0%</b>	<b>76.596.837</b>	<b>100,0%</b>

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 19: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im zweiten Quartal 2015

### Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2015

Fast 97 Prozent der Abregelungen erfolgten in den Verteilernetzen. Lediglich etwas über drei Prozent der Anlagen wurden direkt in der Übertragungsnetzebene abgeregelt. Dies stellt jedoch nicht dar, auf welcher Netzebene die Maßnahmen verursacht wurden.

### Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2015

	Übertragungsnetz	Verteilernetz
Ausfallarbeit in GWh	25,29	711,59
Prozentuale Verteilung (Ausfallarbeit)	3,4%	96,6%
Geschätzte Entschädigungszahlungen in Euro	2.729.367	73.867.470
Prozentuale Verteilung (Entschädigungszahlungen)	3,6%	96,4%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 20: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2015

### Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im zweiten Quartal 2015

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Anteil	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Anteil
Brandenburg	24,61	97,3%	2.654.182	97,2%
Mecklenburg-Vorpommern	0,68	2,7%	75.185	2,8%
Schleswig-Holstein	-	0,0%	-	0,0%
Niedersachsen	-	0,0%	-	0,0%
Sachsen-Anhalt	-	0,0%	-	0,0%
Thüringen	-	0,0%	-	0,0%
Nordrhein-Westfalen	-	0,0%	-	0,0%
Sachsen	-	0,0%	-	0,0%
Hamburg	-	0,0%	-	0,0%
Baden-Württemberg	-	0,0%	-	0,0%
Rheinland-Pfalz	-	0,0%	-	0,0%
Hessen	-	0,0%	-	0,0%
Bayern	-	0,0%	-	0,0%
Berlin	-	0,0%	-	0,0%
Bremen	-	0,0%	-	0,0%
Saarland	-	0,0%	-	0,0%
<b>Gesamt</b>	<b>25,29</b>	<b>100,0%</b>	<b>2.729.367</b>	<b>100,0%</b>

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 21: Regionale Verteilung der Abregelungen im Übertragungsnetz durch EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2015



## Regionale Verteilung der Abregelungen in den Verteilernetzen durch EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2015

### Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im zweiten Quartal 2015

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Anteil	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Anteil
Schleswig-Holstein	490,83	69,0%	50.680.461	68,6%
Brandenburg	82,85	11,6%	9.136.816	12,4%
Niedersachsen	68,89	9,7%	7.849.722	10,6%
Mecklenburg-Vorpommern	46,42	6,5%	4.540.587	6,1%
Rheinland-Pfalz	8,13	1,1%	329.460	0,4%
Sachsen-Anhalt	6,81	1,0%	597.793	0,8%
Thüringen	4,51	0,6%	505.705	0,7%
Nordrhein-Westfalen	1,75	0,2%	70.801	0,1%
Sachsen	0,93	0,1%	87.967	0,1%
Bayern	0,29	0,0%	47.752	0,1%
Baden-Württemberg	0,15	0,0%	17.256	0,0%
Hessen	0,03	0,0%	3.150	0,0%
Hamburg	-	0,0%	-	0,0%
Berlin	-	0,0%	-	0,0%
Bremen	-	0,0%	-	0,0%
Saarland	-	0,0%	-	0,0%
<b>Gesamt</b>	<b>711,59</b>	<b>100,0%</b>	<b>73.867.470</b>	<b>100,0%</b>

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 22: Regionale Verteilung der Abregelungen in den Verteilernetzen durch EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2015

#### Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im zweiten Quartal 2015

Mit fast 75 Prozent fanden die meisten EinsMan-Maßnahmen in der Regelzone von TenneT statt. Knapp 24 Prozent entfielen auf das Netzgebiet der 50Hertz. Bei Amprion und TransnetBW wurden lediglich die restlichen knapp 1,5 Prozent der EinsMan-Maßnahmen durchgeführt. Die unterschiedliche Verteilung der EinsMan-Maßnahmen auf die Regelzonen begründet sich insbesondere aus der regional unterschiedlichen Einspeisemenge (Jahresarbeit 2014) aus Erneuerbaren Energien. Auf die Regelzone von TenneT und 50Hertz

entfallen danach ca. 72 Prozent der eingespeisten Jahresarbeit aus Erneuerbaren Energien. Amprion und TransnetBW kommen danach auf einen Anteil von ca. 28 Prozent.<sup>18</sup>

### Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im zweiten Quartal 2015

Regelzone	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 14 Abs. 1 EEG i.V.m. § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Prozentuale Verteilung
TenneT	552,19	74,9%	57.838.944	75,5%
50Hertz	174,64	23,7%	18.339.485	23,9%
Amprion	9,90	1,3%	401.152	0,5%
TransnetBW	0,15	0,0%	17.256	0,0%
<b>Gesamt</b>	<b>736,88</b>	<b>100%</b>	<b>76.596.837</b>	<b>100%</b>

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 23: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im zweiten Quartal 2015

## 5.4 Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG

### Anpassungen von Stromeinspeisungen

Im zweiten Quartal 2015 haben vier Verteilernetzbetreiber und ein Übertragungsnetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG vorgenommen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von ca. 4,2 GWh verteilt über vier Bundesländer. Sachsen ist am stärksten betroffen mit 76 Prozent der Anpassungsmenge nach § 13 Abs. 2 EnWG.

### Anpassungen von Stromabnahmen

Am 7. April 2015 kam es aufgrund einer Überlastung eines 380-kV-Stromkreises zu einer Gefährdung der Netzsicherheit. Mit allen zur Verfügung stehenden Mitteln (netz- und marktbezogene Maßnahmen) wurde zunächst versucht dem entgegen zu wirken. Im Zuge dessen wurde ein Pumpspeicherkraftwerk nach § 13 Abs. 1, 1a EnWG aufgefordert die Pumpleistung zu reduzieren oder einzustellen. Das betroffene Unternehmen lehnte dies ab.<sup>19</sup> Nach Ausschöpfung dieser Mittel hat der zuständige ÜNB schließlich eine Anweisung nach § 13 Abs. 2 EnWG an den Betreiber des Pumpspeicherkraftwerkes ausgesprochen. Daraufhin wurde der Pumpbetrieb für etwa zwei Stunden entschädigungslos ausgesetzt. Bei diesem Vorfall wurde eine Entnahmemenge von 0,55 GWh durch den Pumpspeicher aus dem Netz vermieden.

<sup>18</sup> Vgl.: [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Erneuerbare\\_Energien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen\\_2014.xlsx?jsessionid=B5351164F9AAE31C9D201767E4E0D616?\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Erneuerbare_Energien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2014.xlsx?jsessionid=B5351164F9AAE31C9D201767E4E0D616?_blob=publicationFile&v=2)

<sup>19</sup> Hinweis: Nach der Auffassung des OLG Düsseldorf (Beschluss vom 28. April 2015 (Aktenzeichen: I-3 Kart 331/12 (V))) unterfallen Anpassungen des Wirkleistungsbezugs nicht den Verpflichtungen des § 13 Abs. 1a EnWG.

### Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen (Anpassungen von Stromeinspeisungen) nach Bundesländern im zweiten Quartal 2015

#### Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen (Anpassungen von Stromeinspeisungen) nach Bundesländern im zweiten Quartal 2015

Bundesland	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung
Sachsen	3,17	75,8%
Brandenburg	0,75	18,0%
Sachsen-Anhalt	0,20	4,8%
Thüringen	0,06	1,3%
Schleswig-Holstein	-	-
Niedersachsen	-	-
Nordrhein-Westfalen	-	-
Mecklenburg-Vorpommern	-	-
Baden-Württemberg	-	-
Rheinland-Pfalz	-	-
Hessen	-	-
Bayern	-	-
Hamburg	-	-
Berlin	-	-
Bremen	-	-
Saarland	-	-
<b>Gesamt</b>	<b>4,17</b>	<b>100%</b>

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 24: Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen (Anpassungen von Stromeinspeisungen) nach Bundesländern im zweiten Quartal 2015

#### Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen (Anpassungen von Stromeinspeisungen) nach Energieträgern im zweiten Quartal 2015

Mit einem Anteil von fast 87 Prozent der abgeregelten Arbeit war Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil) der am häufigsten betroffene Energieträger. Auf ihn entfiel eine Menge von 4,1 GWh, was in etwa der Hälfte der Menge aus dem ersten Quartal entspricht.

**Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen (Anpassungen von Stromeinspeisungen) nach Energieträgern im zweiten Quartal 2015**

<b>Energieträger</b>	<b>Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 in GWh</b>	<b>Prozentuale Verteilung</b>
Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil)	4,10	98,2%
Erdgas	0,05	1,2%
Mineralölprodukte	0,03	0,6%
<b>Gesamt</b>	<b>4,17</b>	<b>100,0%</b>

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 25: Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen (Anpassungen von Stromeinspeisungen) nach Energieträgern im zweiten Quartal 2015



## Verzeichnisse

### Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	EE-Erzeugung und Redispatchmaßnahmen im ersten Quartal 2015 .....	14
Abbildung 2:	Strombedingte Redispatchmaßnahmen im ersten Quartal 2015 gemäß Meldungen der ÜNB16 .....	
Abbildung 3:	EE-Erzeugung und Redispatchmaßnahmen im zweiten Quartal 2015.....	30
Abbildung 4:	Strombedingte Redispatchmaßnahmen im zweiten Quartal 2015 gemäß Meldungen der ÜNB33 .....	

### Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach § 13 EnWG im ersten und zweiten Quartal 2015 .....	8
Tabelle 2:	Redispatchmaßnahmen im ersten Quartal 2015 .....	13
Tabelle 3:	Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im ersten Quartal 2015 .....	15
Tabelle 4:	Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im ersten Quartal 2015.....	17
Tabelle 5:	Am 16. März 2015 angeforderte Reservekraftwerke.....	18
Tabelle 6:	Zwischen 30. März und 2. April 2015 abgerufene Reserven .....	19
Tabelle 7:	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im ersten Quartal 2015 nach Bundesländern.....	21
Tabelle 8:	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im ersten Quartal 2015 .....	22
Tabelle 9:	Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im ersten Quartal 2015 .....	22
Tabelle 10:	Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im ersten Quartal 2015.....	23
Tabelle 11:	Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im ersten Quartal 2015 .....	24
Tabelle 12:	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im ersten Quartal .....	25
Tabelle 13:	Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen nach Bundesländern im ersten Quartal 2015.....	26
Tabelle 14:	Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen auf Energieträger .....	27
Tabelle 15:	Redispatchmaßnahmen im zweiten Quartal 2015.....	29
Tabelle 16:	Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im zweiten Quartal 2015.....	31
Tabelle 17:	Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im zweiten Quartal 2015.....	34
Tabelle 18:	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2015 nach Bundesländern .....	36
Tabelle 19:	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im zweiten Quartal 2015 .....	37

Tabelle 20:	Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2015 .....	37
Tabelle 21:	Regionale Verteilung der Abregelungen im Übertragungsnetz durch EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2015 .....	38
Tabelle 22:	Regionale Verteilung der Abregelungen in den Verteilernetzen durch EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2015 .....	39
Tabelle 23:	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im zweiten Quartal 2015 .....	40
Tabelle 24:	Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen (Anpassungen von Stromeinspeisungen) nach Bundesländern im zweiten Quartal 2015 .....	41
Tabelle 25:	Verteilung der § 13 Abs. 2 EnWG Maßnahmen (Anpassungen von Stromeinspeisungen) nach Energieträgern im zweiten Quartal 2015 .....	42





## **Impressum**

### **Herausgeber**

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen  
Tulpenfeld 4  
53113 Bonn

### **Bezugsquelle | Ansprechpartner**

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,  
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen  
Referat 603  
Tulpenfeld 4  
53113 Bonn  
[monitoring.energie@bundesnetzagentur.de](mailto:monitoring.energie@bundesnetzagentur.de)  
[www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)  
Tel. +49 228 14-5999  
Fax +49 228 14-5973

### **Stand**

7. Dezember 2015

Aktualisierung aufgrund nachgemeldeter Daten: 1. August 2016

### **Text**

Bundesnetzagentur  
Referat 603 (Monitoringreferat)