



Bundesnetzagentur

Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Erstes Quartal 2017



Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen

Erstes Quartal 2017

Stand: 11.10.2017

**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

Inhaltsverzeichnis

1	Vorwort.....	4
2	Zusammenfassung.....	6
2.1	Redispatch	6
2.2	Einsatz Reservekraftwerke	6
2.3	Einspeisemanagement (EinsMan).....	6
2.4	Anpassungsmaßnahmen	6
3	Erstes Quartal 2017.....	12
3.1	Redispatch	12
3.1.1	Gesamtentwicklung	12
3.1.2	Strombedingter Redispatch.....	14
3.1.3	Spannungsbedingter Redispatch	19
3.2	Einsatz Reservekraftwerke	19
3.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG	20
3.4	Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG	29
4	Hintergrund.....	31
4.1	Redispatch	32
4.2	Reservekraftwerke	33
4.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG	33
4.4	Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG	33
	Verzeichnisse.....	35
	Impressum.....	36

1 Vorwort

Der Wandel der Erzeugungslandschaft stellt hohe Anforderungen an die Stromnetze. Diese Anforderungen wurden im ersten Quartal 2017 durch eine Reihe von besonderen Umständen charakterisiert. So kam es in Deutschland zu einer auffälligen Verschiebung von Revisions- und Neubeladungszeiten der Atomkraftwerke zwecks Vermeidung der Brennstoffsteuer. Diese wurden teilweise überlagert von technischen Problemen und Außerbetriebnahmen in französischen Atomkraftwerken. Auch die Wetterlage hielt im ersten Quartal 2017 besondere Herausforderungen bereit. Neben windreichen Wochen gab es auch Phasen, die man als Dunkelflaute charakterisieren könnte. Gleichwohl konnte das Stromnetz auch in diesen Zeiten stabil betrieben werden.

Im ersten Quartal 2017 ist die Menge von Redispatch im Vergleich zum letzten Quartal des Jahres 2016 wieder angestiegen. Dies führt auch zu erhöhten Kosten der Maßnahmen. Das Einspeisemanagement bleibt auf einem hohen Niveau mit einem leichten Rückgang der Menge an Ausfallarbeit und der geschätzten Entschädigungsansprüche. Eine deutliche Zunahme ist bei der Menge und der Dauer des Einsatzes von Reservekraftwerken zu verzeichnen. Im Zeitraum von Anfang Januar bis Anfang Februar 2017 führte eine Kumulation von Umständen zu einer starken Belastung der deutschen Stromnetze. Dazu trugen u.a. eine ungewöhnliche Lastflusssituation in Deutschland mit hohen Flüssen vor allem Richtung Süd-Westen, eine europaweite Kälteperiode und damit verbunden eine generell hohe Last bei gleichzeitig geringer Erzeugung aus Wind- und Solarenergieanlagen bei. Neben ungeplanten Nichtverfügbarkeiten deutscher Kraftwerke waren vor allem in Frankreich mehrere Kernkraftwerke nicht verfügbar. Frankreich importierte zur Vermeidung von Versorgungsengpässen vermehrt Strom aus Deutschland. Zur Sicherstellung der erforderlichen grenzüberschreitenden Übertragungskapazität wurden von den deutschen ÜNB zusätzliche Redispatchmaßnahmen und Netzreserveeinsätze durchgeführt. Unter anderem die Bundesnetzagentur hatte die deutschen ÜNB aufgefordert, den französischen Übertragungsnetzbetreiber RTE zu unterstützen. In Deutschland war aufgrund der Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken das Redispatch-Potential in Süddeutschland stark eingeschränkt. Dazu kam eine eingeschränkte Kohleversorgung süddeutscher Steinkohlekraftwerke bedingt durch Niedrigwasser in den Flüssen Rhein und Neckar und niedrige Pumpspeicherstände in Österreich und der Schweiz. Diese Situation führte zu einer hohen Auslastung der Netze, es bestand kein Leistungsbilanzdefizit. Zur Sicherstellung der Netz- und Systemsicherheit wurden deshalb in drei Wochen des ersten Quartals 2017 Zusatzmaßnahmen eingeleitet. Diese beinhalteten u.a., die Aktivierung aller verfügbaren Marktkraftwerke im Süden Deutschlands für den Redispatch, die Anforderung sämtlicher deutschen und österreichischen Netzreservekraftwerke auf Mindestlast und die zusätzliche Aktivierung der italienischen Netzreserven. Durch diese Zusatzmaßnahmen erklärt sich insbesondere der hohe Einsatz der Netzreserve im ersten Quartal 2017.

Generell spielen Wettereffekte für den Einsatz der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen eine große Rolle. In den Wintermonaten (Quartal eins und vier eines Jahres) nimmt grundsätzlich die Windeinspeisung (Schwerpunkt im Norden) zu und die Einspeisung aus solarer Strahlungsenergie (Schwerpunkt im Süden) geht zurück. In den oben beschriebenen kritischen Wochen des ersten Quartals 2017 lag allerdings eine Kälteperiode mit geringer Windeinspeisung vor, was in diesem Fall dazu führte, dass konventionelle Kraftwerke marktgetrieben im Einsatz waren und damit das Redispatch-Potential weiter verringert wurde. Auch in dieser Tatsache kann ein Grund für den vermehrten Einsatz von Reservekraftwerken im ersten Quartal 2017 gesehen werden.

Die Netzbetreiber sind verpflichtet zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bestimmte Maßnahmen zu ergreifen. Es gibt verschiedene Maßnahmen:

- **Redispatch:** Reduzierung und Erhöhung der Stromeinspeisung von Kraftwerken nach vertraglicher Vereinbarung oder einem gesetzlichen Schuldverhältnis mit dem Netzbetreiber unter Erstattung der Kosten.
- **Reservekraftwerke:** Einsatz von Kraftwerken zur Beschaffung noch fehlender Redispatchleistung aus der Netzreserve nach vertraglicher Vereinbarung unter Erstattung der Kosten.
- **Einspeisemanagement:** Abregelung von Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien- und KWK-Anlagen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Entschädigung
- **Anpassungsmaßnahmen:** Anpassungen von Stromeinspeisungen und/ oder Stromabnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers, wenn andere Maßnahmen nicht ausreichen, ohne Entschädigung.

Diese sogenannten Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen werden von den Netzbetreibern an die Bundesnetzagentur gemeldet. Die bis 2015 praktizierte jährliche Erfassung war angesichts der drastischen Zunahme von Netz- und Sicherheitseingriffen nicht mehr ausreichend. Die Bundesnetzagentur hatte sich daher entschlossen, ihre Erkenntnisse quartalsweise zu veröffentlichen.

Aufgrund des zeitlichen Versatzes von Meldungen und tatsächlicher Bilanzierung und Abrechnung der Maßnahmen ergeben sich fortwährend Aktualisierungen der an die Bundesnetzagentur übermittelten Daten. Deshalb kann es zu Anpassungen von bereits ausgewerteten Quartalen kommen. Die jeweils aktuell der Bundesnetzagentur vorliegenden Werte zu den Berichtszeiträumen sind auf der Internetseite zu finden.

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

2 Zusammenfassung

2.1 Redispatch¹

Im ersten Quartal 2017 betrug die Gesamtmenge der Redispatcheinsätze 5.548 GWh, die Dauer der Redispatchmaßnahmen betrug 4.342 Stunden. Die dafür angefallenen Kosten liegen nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei etwa 185,8 Mio. Euro.

Im Vergleich zum ersten Quartal 2016 ist die Dauer geringfügig gesunken (Q1 2016: 4.482 Stunden), wohingegen die Gesamtmenge der Redispatchmaßnahmen um 1.653 GWh gestiegen ist (Q1 2016: 3.895 GWh). Die geschätzten Kosten stiegen um etwa 133,5 Mio. Euro (Q1 2016: 52,0 Mio. Euro).

2.2 Einsatz Reservekraftwerke²

Insgesamt wurden im ersten Quartal 2017 an 60 Tagen Netzreserveabrufe mit einer durchschnittlichen Leistung von 1.299 MW und einer Gesamtarbeit von rund 1.484 GWh getätigt.

Gegenüber dem ersten Quartal 2016 sind damit die Einsätze der Reservekraftwerke deutlich gestiegen. Der Einsatz stieg um 13 Tage (Q1 2016: 47 Tage), die geleistete Arbeit hat sich um etwa 789 GWh erhöht (Q1 2016: 695 GWh).

2.3 Einspeisemanagement (EinsMan)

Im ersten Quartal 2017 ist die Summe der Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen mit rund 1.412 GWh auf hohem Niveau. Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche für das erste Quartal 2017 belaufen sich auf rund 142 Mio. Euro.

Bei dem Vergleich der Werte mit dem ersten Quartal 2016 ergibt sich eine Minderung der Menge an Ausfallarbeit um rund 113 GWh (Q1 2016: 1.525 GWh) sowie der geschätzten Entschädigungsansprüche um rund 7 Mio. Euro (Q1 2016: 149 Mio. Euro).

2.4 Anpassungsmaßnahmen

Im ersten Quartal 2017 haben drei Verteilernetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen angewiesen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 14,2 GWh über vier Bundesländer verteilt.

Im Vergleich zum ersten Quartal 2016 hat sich die Menge der Anpassungsmaßnahmen um rund 7,6 GWh erhöht und damit fast verdoppelt (Q1 2016: 6,65 GWh).

Nachstehende Übersichtstabelle fasst die Regelungsinhalte und wesentlichen Instrumente sowie den Umfang der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach den für das erste Quartal 2017 erhobenen Daten zusammen. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass die dargestellten Werte für die entstandene Ausfallarbeit für Einspeisemanagement auf den quartalsweisen Datenmeldungen der ÜNB und VNB an die Bundesnetzagentur

¹ Alle Angaben zu Redispatchkosten ohne Reservekraftwerke.

² Detaillierte Informationen zur Netzreserve sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zu finden. Link: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/netzreserve-node.html

beruhen. Die von den Netzbetreibern gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche basieren u. a. auf Kalkulationen der Netzbetreiber auf Grundlage der jeweiligen Ausfallarbeit.

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2017

	Redispatch	Einspeisemanagement	Anpassungsmaßnahmen
Gesetzliche Grundlage und Regelungsinhalt	§ 13 Abs. 1, § 13 a Abs. 1 EnWG: Netz- und marktbezogene Maßnahmen: Netzschaltungen, wie beispielsweise Regelenergie, ab- und zuschaltbare Lasten, Redispatch und Countertrading	§ 13 Abs. 2, 3 S. 3 EnWG i.V.m. §§ 14, 15 EEG, für KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG Einspeisemanagement: Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen	§ 13 Abs. 2 EnWG: Anpassung von Stromeinspeisungen, Stromtransiten und Stromabnahmen
Vorgaben für betroffene Anlagenbetreiber	Maßnahmen nach vertraglicher Vereinbarung mit dem Netzbetreiber mit Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 1, § 13 a Abs. 1 EnWG	Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 2, 3 S. 3 EnWG i.V.m. §§ 14, 15 EEG, für KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG	Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers ohne Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 2 EnWG
Umfang im Berichtszeitraum	Redispatch Gesamtmenge Erhöhungen + Reduzierungen (ÜNB) ⁴ : Q1 2017: 5.548 GWh	Ausfallarbeit ² (ÜNB und VNB): Q1 2017: 1.412 GWh	Anpassungsmaßnahmen ² (ÜNB und VNB): Q1 2017: 14,2 GWh
Kostenschätzung im Berichtszeitraum	Kostenschätzung Redispatch (ÜNB) ^{1,2} : Q1 2017: 185,8 Mio. Euro	Geschätzte Entschädigungsansprüche ^{2,3} von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG (ÜNB und VNB): Q1 2017: 141,9 Mio. Euro	Keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber bei Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG

¹ Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch (ohne Netzreserve) gemäß Datenmeldung der ÜNB an die Bundesnetzagentur.

² Die in der Tabelle dargestellten Werte können Rundungsdifferenzen enthalten, so dass die Summe der Einzelpositionen nicht dem Gesamtwert entspricht. Maßgeblich ist der jeweils ausgewiesene Gesamtwert.

³ Vorläufige Schätzung der Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern durch Einspeisemanagementmaßnahmen gemäß den Datenmeldungen der VNB und ÜNB an die Bundesnetzagentur.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 1: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach § 13 EnWG in 2017

Der vorläufige Jahresvergleich von Kosten und Mengen aller Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen einschließlich der Reservekraftwerke für die Jahre 2015 bis (sehr eingeschränkt) 2017 geht aus der nächsten Tabelle hervor. Abgebildet ist der der Bundesnetzagentur aktuell vorliegende Informationsstand der Daten mit Stichtag 11. Oktober 2017. Sofern in der Tabelle bei den Kosten Gesamtjahreszahlen ohne die Aufschlüsselung auf einzelne Quartale abgebildet sind, ist die Gesamtjahreszahl zeitlich aktueller als die vorherige Summierung der einzelnen Quartale.

Sämtliche dargestellten Daten zu Redispatch-, EinsMan- und Anpassungsmaßnahmen resultieren aus der Quartalsberichterstattung an die - bzw. dem jährlichen Monitoring der Bundesnetzagentur. Es handelt sich bei den Quartalswerten kostenseitig um Schätzungen der Netzbetreiber auf der Grundlage von Ist-Werten für Maßnahmen, die im jeweiligen Zeitraum angefallen sind. Der jährliche Monitoringwert ist ein aufgrund des größeren zeitlichen Versatzes der Meldung gegenüber den einzelnen Quartalsmeldungen von den ÜNB präziserer Kostenwert. Die Werte für die Vorhaltung und den Einsatz von Reservekraftwerken stammen aus dem Bericht der Bundesnetzagentur zur Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2017/2018 sowie das Jahr 2018/2019³. Ausgenommen hiervon sind die Abrufkosten von Reservekraftwerken für das Jahr 2016, die aus dem Monitoring stammen sowie für das erste Quartal 2017, die sich aus der Quartalsberichterstattung an die Bundesnetzagentur ergeben.

³ Vgl.

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen der Jahre 2015 bis 2017 (einschl. Reservekraftwerke)

	Redispatch		Reservekraftwerke				EinsMan		Anpassungen von Strom-einspeisung/-abnahme
	Gesamt-menge (Erhöhungen + Reduzierungen) in GWh	Kosten ¹ in Mio. Euro	Menge (Erhöhungen) in GWh	Kosten ² Abruf in Mio. Euro	Leistung ³ in MW	Vorhalte-kosten ⁴ in Mio. Euro	Menge (Reduzie-rungen) in GWh	Geschätzte Entschädigungs-ansprüche ⁵ in Mio. Euro	Menge in GWh
2015	15.436	411,9	551	65,5	7.660	162,3	4.722	478	27
Quartal 1	3.329		95				1.135	117	9
Quartal 2	1.811		53				737	77	5
Quartal 3	3.336		-				815	83	6
Quartal 4	6.961		403				2.036	202	7
2016	11.475	220,0	1.209	107,4	8.383	177,4	3.743	373	14
Quartal 1	3.895		695				1.524	149	7
Quartal 2	1.939		146				534	54	2
Quartal 3	1.452		2				551	56	1
Quartal 4	4.189		365				1.134	113	5
2017					[11.290]	[106]			
Quartal 1	5.548	185,8	1.484	72,3			1.412	142	14
Quartal 2									
Quartal 3									
Quartal 4									

Die in der Tabelle dargestellten Werte können Rundungsdifferenzen enthalten, so dass die Summe der Einzelpositionen nicht dem Gesamtwert entspricht. Maßgeblich ist der jeweils ausgewiesene Gesamtwert.

¹⁾ 1. Quartal 2017: Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch (ohne Netzreserve) gemäß Datenmeldung der ÜNB an die Bundesnetzagentur; Jahre 2015, 2016: Zahl gemäß Monitoringmeldung.

²⁾ 1. Quartal 2017: Vorläufige Kostenschätzung für Abruf der Netzreserve (Abschätzung der Arbeitskosten; ohne Vorhaltekosten) gemäß Datenmeldung der ÜNB an die Bundesnetzagentur. Jahr 2016: Zahl gemäß Monitoringmeldung. Jahr 2015: Zahl gemäß Bericht zur Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2017/2018 sowie das Jahr 2018/2019.

³⁾ Summierte Leistung in- und ausländischer Reservekraftwerke in MW. Stand jeweils zum 31.12., Wert für 2017 Prognose auf Basis festgestellter Bedarf.

⁴⁾ Vorhaltekosten Reservekraftwerke im In- und Ausland. Hinweis: Wert für 2017 derzeitiger Informationsstand und noch nicht abschließend, da nur eine Teilmenge vorliegt. Der finale Wert wird höher sein.

⁵⁾ Vorläufige Schätzung der Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern durch Einspeisemanagementmaßnahmen gemäß den Datenmeldungen der VNB und ÜNB an die Bundesnetzagentur.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 2: Übersicht Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für die Jahre 2015 bis 2017

Es ist darauf hinzuweisen, dass die Angaben für 2016 und 2017 teilweise noch vorläufig und somit nicht abschließend sind. Die Daten unterliegen stetig fortlaufenden Aktualisierungen. Dies gilt für die ausgewiesenen Kosten für Reservekraftwerke 2016 und insbesondere 2017 sowie die Summe der Leistungswerte von Reservekraftwerken für das Jahr 2017. Der Wert für die Vorhaltekosten von Reservekraftwerken in 2017 ist der derzeitige, vorläufige Informationsstand hinsichtlich der bereits gesicherten Reserven und der dadurch verursachten Vorhaltekosten. Er ist in keiner Weise abschließend, da er bisher nur eine Teilmenge beinhaltet. Die nach der diesjährigen Bedarfsanalyse für den Winter 2017/2018 noch nachzukontrahierende Leistung von ca. 1.700 MW ist bereits in den Zahlen enthalten, aber die dadurch verursachten Kosten werden auf jeden Fall noch hinzukommen. Die Leistungswerte der Reserve in 2017 und

die zugehörigen Kosten können sich eventuell auch noch erhöhen, falls im Laufe des Jahres weitere Kraftwerke ihre Stilllegungsabsicht anzeigen und bereits im laufenden Jahr vom Markt in die Reserve wechseln oder noch nicht ausgehandelte Verträge final abgeschlossen werden.

Unabhängig von der allgemeinen Entwicklung des witterungsbedingten Rückgangs der Maßnahmen liegt der vermehrte Einsatz der Reservekraftwerke insbesondere an einem optimierten Kraftwerks-Einsatzkonzept der ÜNB im Redispatch. Dieses setzt verstärkt Reservekraftwerke ein, falls diese deutlich wirksamer und günstiger sind als klassische Redispatch-Kraftwerke.

3 Erstes Quartal 2017

3.1 Redispatch⁴

3.1.1 Gesamtentwicklung

Im Zeitraum zwischen dem 1. Januar und dem 31. März 2017 wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen mit einer Gesamtdauer von 4.342 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 89 Tagen des Quartals entsprechende Eingriffe angewiesen.

Die Menge der Einspeisereduzierungen umfasste dabei ein Gesamtvolumen von ca. 2.778 GWh. Die zum Ausgleich getätigten Anpassungen durch Einspeiserhöhungen beliefen sich auf insgesamt ca. 2.770 GWh. Damit betrug die gesamte Menge der Redispatcheingriffe (Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen) im ersten Quartal 2017 rund 5.548 GWh. Der niedrigere Wert der Einspeiserhöhung im Vergleich zur Einspeisereduzierung ergibt sich hauptsächlich aus dem Einsatz von Reservekraftwerken, welche zusätzlich zum Ausgleich der getätigten Anpassungen herangezogen werden. Die hier ausgewiesenen Werte spiegeln in erster Linie den Redispatcheinsatz wider, welcher von Marktkraftwerken geleistet wird.

Durch eine erste Abschätzung der ÜNB wurden die Kosten der Redispatchanforderungen auf rund 185,8 Mio. Euro taxiert. Im Vergleich zum ersten Quartal 2016 bewegt sich die Dauer auf einem ähnlichen Niveau (Q1 2016: 4.482 Stunden), wohingegen die Gesamtmenge der Redispatchmaßnahmen um 1.653 GWh gestiegen ist (Q1 2016: 3.895 GWh). Die geschätzten Kosten stiegen ebenfalls deutlich um etwa 133,5 Mio. Euro (Q1 2016: 52,0 Mio. Euro). Während in der Regelzone von 50Hertz die Menge der Maßnahmen abgenommen hat, kam es in den Regelzonen von TenneT, TransnetBW und insbesondere Amprion zu einer Zunahme dieser Einsätze.

⁴ Alle Angaben zu Redispatchkosten ohne Reservekraftwerke.

Redispatchmaßnahmen im ersten Quartal 2017

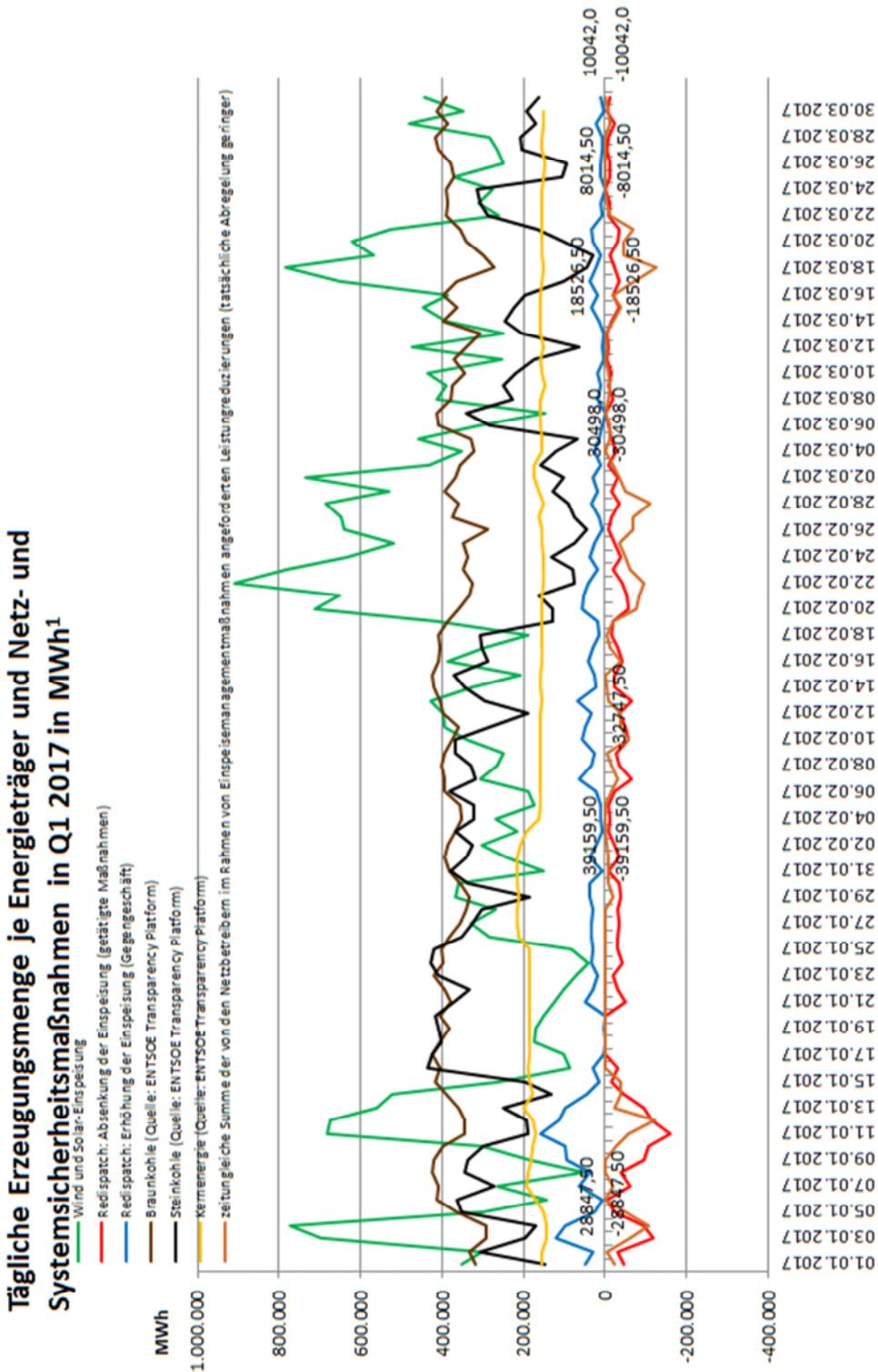
Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge Einspeise- reduzierungen in GWh ¹	Gesamtmenge (Einspeise- reduzierungen und Einspeise- erhöhungen) in GWh	Geschätzte Kosten in Mio. Euro ²
Regelzone TenneT	2.207	1.276	2.554	77,7
Regelzone 50Hertz	902	698	1.397	55,3
Regelzone TransnetBW	265	90	178	5,5
Regelzone Amprion	968	714	1.419	47,1
Gesamt	4.342	2.778	5.548	185,8

¹ 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.

² Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch gemäß Datenmeldung der ÜNB an die Bundesnetzagentur.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 3: Redispatchmaßnahmen im ersten Quartal 2017



Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur
¹In dieser Abbildung wird die Korrelation zwischen der Einspeisung verschiedener Energieträger und Redispatchmaßnahmen dargestellt. Es gibt weitere Ursachen für Redispatchentwicklungen.

Abbildung 1: Erzeugung und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im ersten Quartal 2017

3.1.2 Strombedingter Redispatch

In der Mehrzahl mussten im ersten Quartal 2017 strombedingte Redispatchmaßnahmen durchgeführt werden. In Summe wurden entsprechende Überlastungen mit einer Gesamtdauer von 4.139 Stunden gemeldet und Maßnahmen mit einem Volumen von Einspeisereduzierungen von 2.736 GWh veranlasst.

Davon entfielen 3.926 Stunden (95 Prozent) auf Netzelemente, bei denen die Dauer der Überlastung mindestens 12 Stunden betrug (Tabelle 4 und Tabelle 5).

Im Vergleich zum ersten Quartal 2016 ist die Dauer gering um 16 Stunden (Q1 2016: 4.123 Stunden) sowie die Menge der Einspeisereduzierung durch strombedingten Redispatch um 520 GWh gestiegen (Q1 2016: 2.216 GWh).

Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im ersten Quartal 2017

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone ¹	Dauer (in Std.)	Menge Einspeisereduzierungen (in GWh)	Menge Einspeiserhöhung (in GWh)
1	Remptendorf - Redwitz	50Hertz / TenneT	1.076	1.004	1.004
2	Brunsbüttel-Brunsbüttel 50 Hertz-Zone	TenneT/ 50Hertz	453	274	274
3	Gebiet Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr (Amprion Regelzone))	TenneT/ Amprion	311	167	171
4	Ville Ost (Rommerskirchen - Sechtem)	Amprion	302	270	262
5	Gebiet Borken-Gießen (Borken-Waldeck-Twistetal-GießenKarben)	TenneT	247	155	155
6	Gebiet Stalldorf (Kupferzell-Stalldorf, Grafenheinfeld-Stalldorf)	TransnetBW	220	75	74
7	Pleinting - Sankt Peter/APG (AT)	TenneT	177	90	90
8	Großkrotzenburg-Dettingen /Amprion-Zone	TenneT/ Amprion	134	85	85
9	Gebiet Großkrotzenburg (Dipperz-Großkrotzenburg, Großkrotzenburg-Karben)	TenneT	124	74	74
10	Leitung Kugelberg Ost (Bürstadt-Hoheneck-Weingarten-Daxlanden)	Amprion	123	69	72
11	Gebiet Landesbergen (Landesbergen-Wechold-Sottrum, Landesbergen-Sottrum)	TenneT	106	33	33
12	Sottrum - Huntorf - Conneforde - Unterweser	TenneT	100	46	46
13	Goldgrund (Maximiliansau-Daxlanden)	Amprion	91	45	45

¹ Die erstgenannte Regelzone weist den ÜNB aus, der die Datenmeldung der Redispatchmaßnahme an die Bundesnetzagentur vorgenommen hat.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 4: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen ersten Quartal 2017 (lfd. Nr. 1 – 13)

Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im ersten Quartal 2017

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone ¹	Dauer (in Std.)	Menge Einspeisereduzierungen (in GWh)	Menge Einspeiserhöhung (in GWh)
14	Walberberg West (Knapsack-Sechtem)	Amprion	66	75	75
15	Leitung Nette Ost (Sechtem-Weissenthurm)	Amprion	65	81	75
16	Lehrte - Godenau	TenneT	64	8	8
17	Gebiet Simbach-St. Peter(AT) (Altheim)	TenneT	58	30	30
18	Helmstedt - Wolmirstedt	50Hertz	48	32	32
19	Gebiet Vierraden Krajnik (PSE-Netz, PL, Mikulowa)	50Hertz	48	17	17
20	Irsching-Zolling (Zolling Transformator)	TenneT	36	5	5
21	Paffendorf Süd (Rommerskirchen- Paffendorf)	Amprion	24	29	29
22	Germersheim Süd (Weingarten-Daxlanden)	Amprion	17	3	4
23	Etzenricht - Mechlenreuth - Redwitz	TenneT	12	7	7
24	Hoheneck West (Hoheneck-Rheinau)	Amprion	12	4	4
25	Wilster - Audorf	TenneT	12	2	2

¹ Die erstgenannte Regelzone weist den ÜNB aus, der die Datenmeldung der Redispatchmaßnahme an die Bundesnetzagentur vorgenommen hat.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 5: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im ersten Quartal 2017 (Ifd. Nr. 14 – 25)

Das Netzelement Remptendorf-Redwitz war auch im ersten Quartal 2017 das am stärksten belastete Netzelement. Allerdings ist mit der Teilinbetriebnahme der „Thüringer Strombrücke“ die Belastung des Netzelements Remptendorf-Redwitz bezogen auf die Redispatchmenge rückläufig. Die Menge der Einspeisereduzierung auf dem Netzelement Remptendorf-Redwitz ist im Vergleich zum ersten Quartal 2016 um 356 GWh zurückgegangen (Q1 2016: 1.360 GWh).

Die „Thüringer Strombrücke“ ist im September 2017 vollständig in Betrieb gegangen. Mögliche weitere Entlastungen für das Netzelement Remptendorf-Redwitz können erst ab Q4 2017 beobachtet werden.

Darüber hinaus wurden von den ÜNB weitere Redispatchmaßnahmen von insgesamt 416 Stunden bei anderen Netzelementen ergriffen. Dies sind Redispatchmaßnahmen, 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.

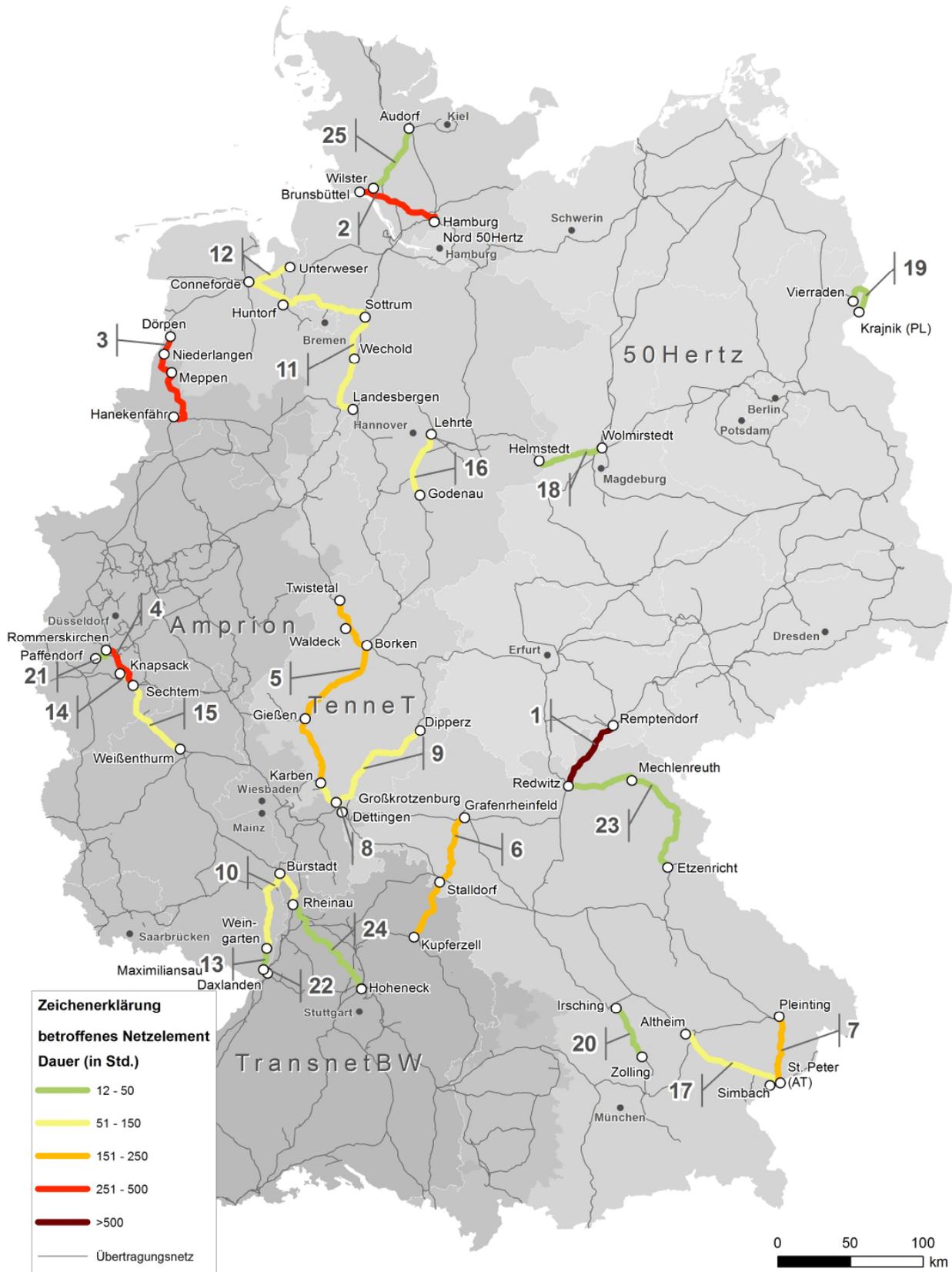


Abbildung 2: Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im ersten Quartal 2017 gemäß Meldungen der ÜNB

3.1.3 Spannungsbedingter Redispatch

Neben den strombedingten Redispatchmaßnahmen wurden im ersten Quartal 2017 spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen von insgesamt 203 Stunden gemeldet. Das Volumen der getätigten Maßnahmen belief sich dabei auf ca. 43 GWh. Hinzu kommen Gegengeschäfte ebenfalls in Höhe von ca. 43 GWh. Der Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch ist im Vergleich zum ersten Quartal 2016 rückläufig. Die Dauer ist im ersten Quartal 2017 um 156 Stunden (Q1 2016: 359 Stunden), die Menge der getätigten Maßnahmen um 20 GWh gesunken (Q1 2016: 63 GWh).

Eine genaue Aufteilung der betroffenen Netzelemente und Netzgebiete ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.⁵

Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im ersten Quartal 2017¹

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge getätigte Maßnahmen in GWh
Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte	193	41
davon Ovenstädt-Bechterdissen-Borken	2	1
davon Netzgebiet Borken (Borken-Dipperz-Großkrotzenburg, Gießen, Karben)	167	35
davon Netzgebiet Mehrum-Grohnde-Borken	24	5
Regelzone TenneT: Netzgebiet Nord	2	1
davon Netzgebiet Conneforde	2	1
Regelzone TransnetBW (Dellmensingen, Kupferzell, Wendlingen)	8	1

¹⁾ 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 6: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im ersten Quartal 2017

3.2 Einsatz Reservekraftwerke

Insgesamt wurden im ersten Quartal 2017 an 60 Tagen Netzreserveabrufe mit durchschnittlich 1.299 MW und einer Gesamtarbeit von rund 1.484 GWh getätigt.

Gegenüber dem ersten Quartal 2016 sind damit die Einsätze der Reservekraftwerke deutlich gestiegen. Der Einsatz stieg um 13 Tage (Q1 2016: 47 Tage), die geleistete Arbeit hat sich um etwa 789 GWh erhöht (Q1 2016: 695 GWh).

Die Reservekraftwerke sind während des Winterhalbjahres 2016/ 2017 von den Übertragungsnetzbetreibern an 108 Tagen angefordert worden. Hintergrund war eine Verknappung der Redispatchkapazitäten in Süddeutschland, eine besondere Nachfrage aus dem westeuropäischen Ausland und hohe Stromflüsse

⁵ Da sich spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf räumlich größere Netzregionen (und nicht auf einzelne Leitungen bzw. Umspannwerke) beziehen, wird aus Darstellungsgründen auf eine Übersichtskarte verzichtet.

innerhalb Deutschlands Richtung Süd-Westen.

Zusammenfassung der Reserveeinsätze im ersten Quartal 2017

	Tage	Einsatz-Durchschnitt in MW	MWh Summe
Januar	24	1.866	871.150
Februar	21	1.334	469.234
März	15	698	143.945
Gesamt	60	1.299	1.484.329

Quelle: ÜNB Statusmeldungen

Tabelle 7: Zusammenfassung der Reserveeinsätze im ersten Quartal 2017

Im Allgemeinen werden Reservekraftwerke seit November 2015 häufiger eingesetzt als zuvor. Dies liegt unter anderem an einem verbesserten Redispatch-Konzept der ÜNB. Manche Reservekraftwerke wirken deutlich effizienter auf die aktuellen Engpässe als andere Redispatchkraftwerke. Die ÜNB berücksichtigen dies inzwischen bei der Einsatzplanung. Der Einsatz nach Effizienz Gesichtspunkten verringert dabei das insgesamt zu bewegendes Volumen der Maßnahmen, was sich positiv auf die Gesamtkosten auswirken kann.

3.3 Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG

Im ersten Quartal 2017 wurden durch die ÜNB und VNB rund 1.412 GWh an Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen gemeldet. Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für diesen Zeitraum auf rund 142 Mio. Euro. Vergleicht man die Werte mit dem ersten Quartal 2016, so ergibt sich eine Minderung der Menge an Ausfallarbeit um rund 113 GWh (Q1 2016: 1.525 GWh) sowie der geschätzten Entschädigungsansprüche um rund 7 Mio. Euro (Q1 2016: 149 Mio. Euro).

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im ersten Quartal 2017 nach Bundesländern

Rund 64 Prozent der Ausfallarbeit und der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche entfallen im ersten Quartal 2017 auf Schleswig-Holstein. Es folgen Niedersachsen und Brandenburg mit zwölf bzw. rund zehn Prozent der gesamtdeutschen Ausfallarbeit. Die restlichen Abregelungen verteilen sich, wie in nachfolgender Tabelle dargestellt, auf sieben weitere Bundesländer.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im ersten Quartal 2017 und ersten Quartal 2016 nach Bundesländern

Bundesland	Geschätzte			Geschätzte		
	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Entschädigungs- zahlungen in Euro	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Entschädigungs- zahlungen in Euro
	Quartal 1 2017			Quartal 1 2016		
Schleswig-Holstein	896,38	63,5%	90.851.665	1.071,27	70,3%	107.444.710
Niedersachsen	168,75	12,0%	19.658.927	96,17	6,3%	9.076.859
Brandenburg	137,02	9,7%	12.861.544	125,39	8,2%	11.834.931
Sachsen-Anhalt	93,43	6,6%	8.289.686	106,45	7,0%	9.556.423
Mecklenburg- Vorpommern	82,00	5,8%	7.581.839	116,22	7,6%	10.565.853
Thüringen	28,07	2,0%	2.183.657	2,55	0,2%	253.752
Nordrhein-Westfalen	4,04	0,3%	278.178	0,31	0,0%	12.435
Baden-Württemberg	1,17	0,1%	101.961	1,02	0,1%	96.715
Sachsen	1,03	0,1%	95.202	0,01	0,0%	919
Bayern	0,02	0,0%	2.140	0,01	0,0%	1.025
Rheinland-Pfalz	-	-	-	5,28	0,3%	215.708
Hessen	-	-	-	-	-	-
Hamburg	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-
Gesamt	1.411,92	100%	141.904.798	1.524,67	100%	149.059.331

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 8: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im ersten Quartal 2017 gegenüber dem ersten Quartal 2016

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im ersten Quartal 2017

Mit rund 92 Prozent der Ausfallarbeit und rund 84 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche ist der Energieträger Wind an Land (onshore) der mit Abstand am häufigsten abgeregelte Energieträger. Weitere rund vier Prozent der Ausfallarbeit fallen im ersten Quartal 2017 auf den Energieträger Wind auf See (offshore), der rund sieben Prozent der geschätzten Entschädigungsansprüche generiert. Im Vergleich zum ersten Quartal 2016 hat sich der Energieträger Wind auf See (offshore) vom vierten auf den zweiten Rang verschoben. Die Ausfallarbeit verteilt sich auf die einzelnen Energieträger wie in folgender Tabelle dargestellt.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im ersten Quartal 2017 und ersten Quartal 2016

Energieträger	Quartal 1 2017			Quartal 1 2016			
	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Prozentuale Verteilung
Wind (onshore)	1.300,17	92,1%	118.990.212	1.464,68	96,1%	135.039.483	90,6%
Wind (offshore)	49,69	3,5%	9.561.700	4,30	0,3%	833.000	0,6%
Solar	41,15	2,9%	10.485.382	43,32	2,8%	11.015.383	7,4%
Biomasse einschl. Biogas	11,48	0,8%	2.194.641	11,28	0,7%	2.006.185	1,3%
KWK-Strom	6,68	0,5%	640.908	0,64	0,0%	121.566	0,1%
Laufwasser	2,54	0,2%	16.464	0,29	0,0%	31.460	0,0%
Deponie-, Klär- und Grubengas	0,20	0,0%	15.490	0,16	0,0%	12.253	0,0%
Gesamt	1.411,92	100%	141.904.798	1.524,67	100%	149.059.331	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 9: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im ersten Quartal 2017 gegenüber dem ersten Quartal 2016

Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im ersten Quartal 2017

Bei 94 Prozent der Maßnahmen erfolgten die Abregelungen in den Verteilernetzen. Bei lediglich sechs Prozent wurden Anlagen abgeregelt, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Dies stellt jedoch nicht dar, auf welcher Netzebene die Maßnahmen verursacht wurden und welche Netzebene die Entschädigungsansprüche tragen muss. Dies verdeutlicht die Zuordnung der Maßnahmen zur verursachenden Netzebene. Durch die Gesamtjahresauswertung der durch die ÜNB und VNB an die Bundesnetzagentur gemeldeten Daten aus dem Jahr 2016 ergibt sich eine Zuordnung der Maßnahmen zur verursachenden Netzebene. Danach sind im Jahr 2016 rund 89 Prozent der Ausfallarbeit und der geschätzten Entschädigungsansprüche auf eine Verursachung im Übertragungsnetz zurückzuführen. Es ist zu vermuten, dass sich diese Verteilung im ersten Quartal 2017 ähnlich darstellt.

Für das erste Quartal 2017 sind die Werte in der folgenden Tabelle dargestellt.

Netzebenen der Abregelungen sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen im ersten Quartal 2017

	Anlagen im Übertragungsnetz	Anlagen im Verteilernetz
Ausfallarbeit in GWh	84,19	1.327,73
Prozentuale Verteilung (Ausfallarbeit)	6,0%	94,0%
Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber in Euro	12.922.990	128.981.808
Prozentuale Verteilung (Entschädigungsansprüche)	9,1%	90,9%
	Übertragungsnetz	Verteilernetz
Verursachung der Maßnahmen in GWh	n.V.	n.V.
Prozentuale Verteilung (Verursachung)	n.V.	n.V.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 10: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im ersten Quartal 2017

In den zwei nachfolgenden Tabellen werden die Abregelungen differenziert nach Bundesländern für das Übertragungsnetz und die Verteilernetze im ersten Quartal 2017 gegenüber dem ersten Quartal 2016 dargestellt.

Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im ersten Quartal 2017 und ersten Quartal 2016

Bundesland	Quartal 1 2017			Quartal 1 2016		
	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro
Niedersachsen	36,36	43,2%	6.996.400	-	-	-
Brandenburg	31,31	37,2%	3.068.725	57,96	76,0%	5.497.196,73
Schleswig-Holstein	16,52	19,6%	2.857.865	18,35	24,0%	2.149.056,00
Mecklenburg-Vorpommern	-	-	-	-	-	-
Hamburg	-	-	-	-	-	-
Sachsen-Anhalt	-	-	-	-	-	-
Thüringen	-	-	-	-	-	-
Nordrhein-Westfalen	-	-	-	-	-	-
Sachsen	-	-	-	-	-	-
Baden-Württemberg	-	-	-	-	-	-
Rheinland-Pfalz	-	-	-	-	-	-
Hessen	-	-	-	-	-	-
Bayern	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-
Gesamt	84,19	100%	12.922.990	76,31	100%	7.646.253
						100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 11: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im ersten Quartal 2017 gegenüber dem ersten Quartal 2016

Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im ersten Quartal 2017 und ersten Quartal 2016

Bundesland	Geschätzte			Geschätzte			
	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Entschädigungs- zahlungen in Euro	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Entschädigungs- zahlungen in Euro	
	Quartal 1 2017			Quartal 1 2016			
Schleswig-Holstein	879,86	66,3%	87.993.800	1.052,92	72,7%	105.295.654	74,5%
Niedersachsen	132,40	10,0%	12.662.527	96,17	6,6%	9.076.859	6,4%
Brandenburg	105,71	8,0%	9.792.819	67,43	4,7%	6.337.735	4,5%
Sachsen-Anhalt	93,43	7,0%	8.289.686	106,45	7,3%	9.556.423	6,8%
Mecklenburg-Vorpommern	82,00	6,2%	7.581.839	116,22	8,0%	10.565.853	7,5%
Thüringen	28,07	2,1%	2.183.657	2,55	0,2%	253.752	0,2%
Nordrhein-Westfalen	4,04	0,3%	278.178	0,31	0,0%	12.435	0,0%
Baden-Württemberg	1,17	0,1%	101.961	1,02	0,1%	96.715	0,1%
Sachsen	1,03	0,1%	95.202	0,01	0,0%	919	0,0%
Bayern	0,02	0,0%	2.140	0,01	0,0%	1.025	0,0%
Rheinland-Pfalz	-	-	-	5,28	0,4%	215.708	0,2%
Hessen	-	-	-	-	-	-	-
Hamburg	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	1.327,73	100%	128.981.808	1.448,36	100%	141.413.078	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 12: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen Verteilernetzen im ersten Quartal 2017 gegenüber dem ersten Quartal 2016

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im ersten Quartal 2017

Der nachstehenden Tabelle ist die Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im ersten Quartal 2017 gegenüber dem ersten Quartal 2016 zu entnehmen. Die unterschiedliche Verteilung der EinsMan-Maßnahmen auf die Regelzonen begründet sich insbesondere mit der regional unterschiedlichen Einspeisemenge aus Erneuerbaren Energien (Vergleich anhand der Jahresarbeit 2016). Auf die Regelzone von TenneT und 50Hertz entfallen danach ca. 73 Prozent der eingespeisten Jahresarbeit aus Erneuerbaren Energien. Amprion und TransnetBW kommen auf einen Anteil von ca. 27 Prozent⁶.

⁶ Vgl.: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im ersten Quartal 2017 und ersten Quartal 2016

Regelzone	Ausfallarbeit in GWh		Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro		Ausfallarbeit in GWh		Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	
	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung
	Quartal 1 2017				Quartal 1 2016			
TenneT	1.072,89	76,0%	111.263.221	78,4%	1.183,37	77,6%	118.184.348	79,3%
50Hertz	332,16	23,5%	30.253.452	21,3%	329,15	21,6%	30.317.145	20,3%
Amprion	5,70	0,4%	286.163	0,2%	11,13	0,7%	461.123	0,3%
TransnetBW	1,17	0,1%	101.961	0,1%	1,02	0,1%	96.715	0,1%
Gesamt	1.411,92	100%	141.904.798	100%	1.524,67	100%	149.059.331	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 13: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im ersten Quartal 2017 gegenüber dem ersten Quartal 2016

3.4 Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG

Anpassungen von Stromeinspeisungen

Im ersten Quartal 2017 haben drei Verteilernetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG angewiesen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 14,2 GWh verteilt über vier Bundesländer. Im Vergleich mit dem ersten Quartal 2016 ist hier für 2017 eine deutliche Erhöhung um rund 7,6 GWh festzustellen.

Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im ersten Quartal 2017 und ersten Quartal 2016

Bundesland	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh		Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	
	Quartal 1 2017	Prozentuale Verteilung	Quartal 1 2016	Prozentuale Verteilung
Sachsen-Anhalt	7,38	51,8%	4,31	64,8%
Brandenburg	4,68	32,9%	0,29	4,4%
Sachsen	1,87	13,1%	2,02	30,3%
Thüringen	0,31	2,1%	0,03	0,4%
Hessen	-	0,0%	-	0,0%
Bayern	-	0,0%	-	0,0%
Nordrhein-Westfalen	-	0,0%	-	0,0%
Niedersachsen	-	0,0%	-	0,0%
Mecklenburg-Vorpommern	-	0,0%	-	0,0%
Baden-Württemberg	-	0,0%	-	0,0%
Rheinland-Pfalz	-	0,0%	-	0,0%
Schleswig-Holstein	-	0,0%	-	0,0%
Hamburg	-	0,0%	-	0,0%
Berlin	-	0,0%	-	0,0%
Bremen	-	0,0%	-	0,0%
Saarland	-	0,0%	-	0,0%
Gesamt	14,22	100%	6,65	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 14: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im ersten Quartal 2017 gegenüber dem ersten Quartal 2016

Die Verteilung der abgeregelten Arbeit auf die verschiedenen Energieträger ist der nachstehenden Tabelle zu entnehmen.

Verteilung der Anpassungsmaßnahmen (Anpassungen von Stromeinspeisungen) nach Energieträgern im ersten Quartal 2017

Energieträger	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung
Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil)	13,92	97,8%
Erdgas	0,31	2,2%
Gesamt	14,22	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 15: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im ersten Quartal 2017

4 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 oder einem gesetzlichen Schuldverhältnis mit dem Netzbetreiber mit Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 1, § 13a Abs. 1 EnWG (z.B. Redispatch).
- Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers nach §§ 13 Abs. 2, 3 S. 3 EnWG i.V.m. §§ 14, 15 EEG, für KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG mit Entschädigung (Einspeisemanagement).
- Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers nach § 13 Abs. 2 EnWG ohne Entschädigung (Anpassungsmaßnahmen).

Gemäß § 13 Abs. 7 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 bis 2015 praktizierte 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. 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. Tägliche Datenmeldungen der Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber zu den Anpassungen von Stromeinspeisungen (Einspeisemanagement) im Zuge der Erfordernisse eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze nach § 13 Abs. 2, 3 S. 3 EnWG i.V.m. §§ 14, 15 EEG, für KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG.
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 Abs. 2 EnWG (Anpassungsmaßnahmen).

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 von den Netzbetreibern geschätzten voraussichtlichen Entschädigungsansprüchen für EinsMan-Maßnahmen.

4.1 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 marktbasierten Fahrplan von Erzeugungseinheiten zur Verlagerung von Kraftwerkseinspeisungen. Dabei werden Kraftwerke auf Basis vertraglicher Verpflichtungen oder eines gesetzlichen Schuldverhältnisses vom ÜNB angewiesen ihre Einspeiseleistung abzusenken/zu erhöhen, während zugleich andere Kraftwerke angewiesen werden, ihre Einspeiseleistung zu erhöhen/abzusenken.⁷ 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 sicheren 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 z. B. durch die Anpassung von Blindleistung ab. Dabei wird die Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken angepasst, um diese in die Lage zu versetzen, die benötigte Blindleistung zur Spannungshaltung erbringen zu können. Dies kann z. B. durch Anfahren stillstehender Kraftwerke auf Mindestwirkleistungseinspeisung oder durch Reduzierung der Einspeisung unter Vollast laufender Kraftwerke bis auf Mindestwirkleistungseinspeisung erfolgen. Diese Form der Blindleistungsbereitstellung erfolgt – wie auch der strombedingte Redispatch – wegen des Einspeisevorrangs nur gegenüber konventionellen Kraftwerken. Bei spannungsbedingtem Redispatch können Ausgleichsmaßnahmen der Systembilanz auch über Börsengeschäfte getätigt werden. Redispatchmaßnahmen können regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden.

⁷ In den Quartalsberichten beziehen sich grundsätzlich alle Tabellen oder Texte zum Thema Redispatch auf Maßnahmen nach vertraglicher Vereinbarung oder im Rahmen eines gesetzlichen Schuldverhältnisses entsprechend § 13 Abs. 1, 1a EnWG.

4.2 Reservekraftwerke

In Situationen, in denen die benötigte Kraftwerksleistung am Markt für die Behebung eines Engpasses nicht ausreicht, sind die ÜNB 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 einspeisen.

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.

4.3 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 § 13 Abs. 2, 3 S. 3 EnWG i.V.m. §§ 14, 15 EEG, für KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG 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.

4.4 Anpassungsmaßnahmen gemäß § 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 Elektrizitätsverteilernetzbetreiber 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.

Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Erzeugung und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im ersten Quartal 2017.....	14
Abbildung 2: Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im ersten Quartal 2017 gemäß Meldungen der ÜNB.....	18

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach § 13 EnWG in 2017.....	8
Tabelle 2: Übersicht Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für die Jahre 2015 bis 2017	10
Tabelle 3: Redispatchmaßnahmen im ersten Quartal 2017	13
Tabelle 4: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen ersten Quartal 2017 (lfd. Nr. 1 – 13).....	15
Tabelle 5: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im ersten Quartal 2017 (lfd. Nr. 14 – 25).....	16
Tabelle 6: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im ersten Quartal 2017.....	19
Tabelle 7: Zusammenfassung der Reserveeinsätze im ersten Quartal 2017.....	20
Tabelle 8: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im ersten Quartal 2017 gegenüber dem ersten Quartal 2016	21
Tabelle 9: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im ersten Quartal 2017 gegenüber dem ersten Quartal 2016	23
Tabelle 10: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im ersten Quartal 2017	24
Tabelle 11: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im ersten Quartal 2017 gegenüber dem ersten Quartal 2016.....	25
Tabelle 12: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen Verteilernetzen im ersten Quartal 2017 gegenüber dem ersten Quartal 2016	26
Tabelle 13: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im ersten Quartal 2017 gegenüber dem ersten Quartal 2016	28
Tabelle 14: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im ersten Quartal 2017 gegenüber dem ersten Quartal 2016.....	29
Tabelle 15: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im ersten Quartal 2017.....	30

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
www.bundesnetzagentur.de
Tel. +49 228 14-5999
Fax +49 228 14-5973

Stand

11. Oktober 2017

Text

Bundesnetzagentur
Referat 603 (Monitoringreferat)