



Bundesnetzagentur

Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Zweites bis Drittes Quartal 2018



Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen

Zweites und drittes Quartal 2018

Stand:21.02.2019

**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.....	5
2	Übersicht über durchgeführte Maßnahmen.....	8
3	Zweites Quartal 2018.....	11
3.1	Zusammenfassung für das zweite Quartal 2018	11
3.1.1	Redispatch	11
3.1.2	Einsatz Netzreservekraftwerke	11
3.1.3	Einspeisemanagement (EinsMan).....	11
3.1.4	Anpassungsmaßnahmen	11
3.2	Redispatchentwicklung im zweiten Quartal 2018.....	12
3.2.1	4-ÜNB Vorab-Maßnahmen.....	15
3.2.2	Einzelüberlastungsmaßnahmen	16
3.2.3	Countertrading.....	21
3.2.4	Einsatz Netzreserve	21
3.2.5	Kraftwerkseinsätze Redispatch	21
3.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG im zweiten Quartal 2018	26
3.3.1	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern	26
3.3.2	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern.....	29
3.3.3	Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen	31
3.3.4	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen.....	35
3.4	Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG im zweiten Quartal 2018.....	37
4	Drittes Quartal 2018.....	38
4.1	Zusammenfassung für das dritte Quartal 2018.....	38
4.1.1	Redispatch	38
4.1.2	Einsatz Netzreservekraftwerke	38
4.1.3	Einspeisemanagement (EinsMan).....	38
4.1.4	Anpassungsmaßnahmen	38
4.2	Redispatchentwicklung im dritten Quartal 2018	39
4.2.1	4-ÜNB Vorab-Maßnahmen.....	42
4.2.2	Einzelüberlastungsmaßnahmen	44
4.2.3	Countertrading.....	48
4.2.4	Einsatz Netzreserve	49
4.2.5	Kraftwerkseinsätze Redispatch	49
4.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG im dritten Quartal 2018.....	54
4.3.1	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern	54
4.3.2	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern.....	57
4.3.3	Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen	59
4.3.4	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen.....	63
4.4	Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG im dritten Quartal 2018	65
5	Hintergrund.....	66
5.1	Redispatch	67
5.2	Netzreservekraftwerke	68
5.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG	69
5.4	Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG	69

Verzeichnisse.....	70
Impressum.....	73

1 Vorwort

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen tragen zur hohen Zuverlässigkeit des Elektrizitätssystems in Deutschland bei. Netzstabilisierende Maßnahmen haben durch den Wandel der Erzeugungslandschaft in den vergangenen Jahren an Bedeutung gewonnen. Dieser Wandel ist u.a. geprägt durch den Ausbau von Windenergieanlagen und deren regionaler Verteilung sowie Veränderungen im konventionellen Kraftwerkspark. Bei gleichzeitigen Verzögerungen im Netzausbau führt dies zu Netzbelastungen, zu deren Behebung die Netzbetreiber verpflichtet sind.

Das seit 2015 gestiegene Maßnahmenvolumen und die damit verbundenen hohen Kosten dürfen nicht zu dem Missverständnis führen, neu installierte EE-Erzeugungsanlagen könnten nicht mehr ins Netz einspeisen. Dass der erneuerbare Strom durchaus beim Verbraucher ankommt, zeigt auch der über die Jahre stetig wachsenden Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch. So wurden auch im zweiten und dritten Quartal rund 98 % der insgesamt vermarkteten Energiemenge der erneuerbaren Erzeugung produziert und transportiert, knapp 2 % wurden aufgrund von Engpässen im Rahmen von Einspeisemanagementmaßnahmen (EinsMan) abgeregelt.

Die absoluten Abregelungsmengen im Rahmen des EinsMan lagen im zweiten Quartal über denen des dritten Quartals. In Quartal zwei wurden rund 945 GWh Strom aus Erneuerbaren - und KWK-Anlagen abgeregelt, im dritten Quartal lag der Wert bei rund 723 GWh. Die Ausfallarbeit lag damit im zweiten Quartal unter der des Vorjahres (Q2 2017: 1.364 GWh), im dritten Quartal über der des Vorjahres (Q3 2017: 435 GWh). Die EinsMan-Ausfallarbeit gemessen an der gesamten eingespeisten erneuerbaren Erzeugung lag im zweiten Quartal bei 1,5%, im dritten Quartal bei 1,8%.

Die geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber beliefen sich im zweiten Quartal auf rund 102 Mio. Euro (Q2 2017: 146 Mio. Euro), im dritten Quartal 2018 auf rund 78 Mio. Euro (Q3 2017: 48 Mio. Euro). Diese Entschädigungsansprüche werden über die Netzentgelte von den Letztverbrauchern getragen, allerdings wird der wesentliche Teil dieser Kosten durch die Reduktion der ebenfalls vom Netznutzer zu zahlenden EEG-Umlage kompensiert, da abgeregelt Anlagen keine Vergütung oder Marktprämie nach dem EEG erhalten.

Die Einspeisereduzierungen von konventionellen Kraftwerken im Rahmen des Redispatchprozesses beliefen sich im zweiten Quartal 2018 auf rund 1.080 GWh, die Einspeiserhöhungen auf rund 1.121 GWh (in Summe 2.200 GWh). Die Redispatchmengen sind u. a. aufgrund technisch bedingter Anfahr- und Abfahrrampen nicht immer ganz ausgeglichen. Damit lagen die Redispatchmaßnahmen im zweiten Quartal 2018 weit unter denen des ersten Quartals (Q1 2018: in Summe 3.232 GWh) und unter denen des zweiten Quartals 2017 (Q2 2017: in Summe 3.230 GWh).

Im dritten Quartal 2018 stiegen die Redispatchmaßnahmen wieder auf ein hohes Niveau an. Die Einspeisereduzierungen beliefen sich auf 1.564 GWh, die Einspeiserhöhungen auf 1.505 GWh (in Summe 3.068 GWh). Sie lagen damit auf einem ähnlichen Niveau wie im ersten Quartal 2018 und höher als im dritten Quartal 2017 (Q3 2017: in Summe 2.070 GWh).

Der Anteil der abgeregelt konventionellen Energieträger lag damit für das zweite Quartal bei 1,4% und für das dritte Quartal bei rund 1,9% der eingespeisten konventionellen Erzeugung. Die vorläufigen Einsatzkosten

für Redispatchmaßnahmen mit Markt- und Reservekraftwerken lagen im zweiten Quartal bei rund 49 Mio. Euro (Q2 2017: 76,6 Mio. Euro), im dritten Quartal entsprechend der angestiegenen Mengen bei rund 95 Mio. Euro (Q3 2017: 65,7 Mio. Euro).

Die unterschiedlichen Entwicklungen bei den Maßnahmen lassen sich auf verschiedene Ursachen zurückführen. Zu den generellen Einflussfaktoren zählen die Veränderungen von erneuerbaren und nicht-erneuerbaren Erzeugungskapazitäten, das verfügbare Redispatchpotential, das Engpassmanagement an den Grenzen und Wettereffekte.

In diesem Bericht werden verschiedene Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems betrachtet:

Redispatch: Reduzierung und Erhöhung der Stromeinspeisung von Kraftwerken nach vertraglicher Vereinbarung oder einem gesetzlichen Schuldverhältnis mit dem Netzbetreiber unter Erstattung der Kosten sowie Countertrading-Maßnahmen über Börsengeschäfte. Die Redispatchmaßnahmen werden in diesem Bericht in 4-ÜNB Maßnahmen (gemeinsame Maßnahmenoptimierung der ÜNB) und Einzelüberlastungsmaßnahmen (in der Regel Maßnahmen aufgrund von Netzüberlastungen in einer Regelzone oder auf Kuppelleitungen) unterschieden.

Netzreservekraftwerke: Einsatz von Kraftwerken zur Beschaffung noch fehlender Redispatchleistung aus der Netzreserve unter Erstattung der Kosten.

Einspeisemanagement (EinsMan): Abregelung von Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien- und KWK-Anlagen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Entschädigung. Die Abregelung von erneuerbarer Erzeugung setzt eine gleichzeitige Erhöhung von Erzeugung an netzverträglicher Stelle zum Ausgleich der Energiebilanz voraus. In der Regel gleicht der Bilanzkreisverantwortliche diese Fehlmengen aus. Der bilanzielle Ausgleich kann aber – wie beim Redispatch – auch durch den Netzbetreiber erfolgen. Der Ausgleich kann zu Kosten und Erlösen (z.B. durch Ausgleichsenergiezahlungen) beim Bilanzkreisverantwortlichen führen. Diese Kosten oder Erlöse sind nach Auffassung der Bundesnetzagentur bei den EinsMan-Entschädigungen zu berücksichtigen und zum Teil in den angegebenen geschätzten Entschädigungsansprüchen enthalten. Die Energiemengen für den Ausgleich sind der Bundesnetzagentur nicht bekannt.

Anpassungsmaßnahmen: Anpassungen von Stromeinspeisungen und/ oder Stromabnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers, wenn andere Maßnahmen nicht ausreichen, ohne Entschädigung.

Die oben genannten Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen werden von den Netzbetreibern an die Bundesnetzagentur gemeldet.

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 der Bundesnetzagentur unter dem folgenden Link zu finden: <https://www.bundesnetzagentur.de/systemstudie>.

Abweichungen der in diesem Bericht ausgewerteten Meldungen der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber zu Redispatchzahlen z. B. zu denen auf den Seiten SMARD und netztransparenz.de

ergeben sich aufgrund unterschiedlicher Definitionen und einer unterschiedlichen Meldesystematik der Netzbetreiber.

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

2 Übersicht über durchgeführte Maßnahmen

Nachstehende Tabelle 1 fasst die Regelungsinhalte und wesentlichen Instrumente sowie die unterschiedlichen Meldungen der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für das erste bis dritte Quartal 2018 zusammen.

Tabelle 2 stellt einen vorläufigen Jahresvergleich von Kosten und Mengen der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für die Jahre 2015 bis einschließlich drittes Quartal 2018 auf. Abgebildet ist der aktuell der Bundesnetzagentur vorliegende Informationsstand der Daten mit Stichtag 31.01.2019.

Sofern in der Tabelle bei den Kosten Gesamtjahreszahlen ohne die Aufschlüsselung auf einzelne Quartale abgebildet sind resultieren diese aus dem jährlichen Monitoring und sind nicht quartalsweise verfügbar.

Die dargestellten Daten zur Durchführung von Redispatch-, Netzreserve-, EinsMan- und Anpassungsmaßnahmen resultieren aus der Quartalsberichterstattung an die - bzw. dem jährlichen Monitoring der Bundesnetzagentur. Die Redispatchmengen enthalten ab dem Jahr 2017 Abrufe aus dem 4-ÜNB Prozess.

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, präziserer Kostenwert. Der Gesamtjahreswert weicht deshalb von der Summe der einzelnen Quartale ab. Die Werte für die Vorhaltung von Netzreservekraftwerken stammen weitestgehend aus den Meldungen an die Bundesnetzagentur zur Feststellung des Bedarfs an Netzreserve¹.

Es ist darauf hinzuweisen, dass die Angaben für 2017 und 2018 teilweise noch vorläufig und somit nicht abschließend sind. Die Daten unterliegen stetig fortlaufenden Aktualisierungen.

¹ Vgl. www.bundesnetzagentur.de/netzreserve

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2018

	Redispatch	Einspeisemanagement	Anpassungsmaßnahmen
Gesetzliche Grundlage und Regelungsinhalt	§ 13 Abs. 1, § 13 a Abs. 1, § 13b Absatz 4 EnWG: Netz- und marktbezogene Maßnahmen: Netzschaltungen, wie beispielsweise Regelernergie, ab- und zuschaltbare Lasten, Redispatch und Countertrading, Netzreserveeinsätze	§ 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, § 13c 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 von Marktkraftwerken und Erhöhung Reservekraftwerken (ohne Probestarts und Testfahrten): Q1 2018: 3.232 GWh Q2 2018: 2.200 GWh Q3 2018: 3.084 GWh	Ausfallarbeit der EEG-vergüteten Anlagen (ÜNB und VNB): Q1 2018: 1.971 GWh Q2 2018: 945 GWh Q3 2018: 723 GWh	Abgeregelte Menge durch Anpassungsmaßnahmen (ÜNB und VNB): Q1 2018: 0,9 GWh Q2 2018: 4,1 GWh Q3 2018: 1,2 GWh
Kostenschätzung im Berichtszeitraum	Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch, Countertrading sowie Einsatz Netzreservekraftwerke: Q1 2018: 82,3 Mio. EUR Q2 2018: 49,0 Mio. EUR Q3 2018: 94,7 Mio. EUR	Vorläufige geschätzte Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG (ÜNB und VNB): Q1 2018: 228 Mio. EUR Q2 2018: 102,2 Mio. EUR Q3 2018: 78 Mio. EUR	Keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber bei Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG

Tabelle 1: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach § 13 EnWG, Quartale 1 bis 3 2018

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen der Jahre 2015 bis 2018

	Redispatch			Netzreservekraftwerke			EinsMan	An-passungen von Strom-einspeisung		
	Gesamtmenge Markt-kraftwerke in GWh ¹	Kosten-schätzung Redispatch in Mio. Euro ^{2,3}	Kosten-schätzung Counter-trading in Mio. Euro ³	Menge in GWh ⁴	Kosten-schätzung Abruf in Mio. Euro ³	Leistung ⁵ in MW		Jährliche Vorhalte-kosten in Mio. Euro ⁶	Menge Ausfall-arbeit in GWh ⁷	Schätzung Entschä-digungen in Mio. Euro
2015	15.436	411,9	23,5	551	65,5	7.660	162,3	4.722	478	26,5
Quartal 1	3.329	119,0		95				1.135	116,9	8,7
Quartal 2	1.811	36,0		53				737	76,6	4,7
Quartal 3	3.336	88,6		–				815	82,8	6,2
Quartal 4	6.961	158,9		403				2.036	201,8	6,6
2016	11.475	222,6	12,0	1.209	102,9	8.383	182,8	3.743	373	4,0
Quartal 1	3.895	51,8		695	55,6			1.524	149,1	0,7
Quartal 2	1.939	22,3		146	11,8			534	54,4	1,6
Quartal 3	1.452	27,0		2	1,7			551	56,0	0,05
Quartal 4	4.189	117,6		365	33,8			1.134	113,2	1,7
2017	18.456	391,6	29,0	2.129	183,9	11.430	296,1	5.518	610	34,5
Quartal 1	8.470	172,1	7,8	1.504	119,3			1.412	141,9	6,0
Quartal 2	3.192	70,7	0,3	53	5,6			1.364	146,4	2,2
Quartal 3	2.144	59,3	2,7	56	3,7			435	47,5	2,1
Quartal 4	4.649	94,5	15,8	515	53,7			2.307	274,1	24,2
2018						6.598	197,7			
Quartal 1	2.784	62,7	5,8	625	58,1			1.971	227,6	0,9
Quartal 2	2.100	33,8	3,9	128	11,3			945	102,2	4,1
Quartal 3	2.982	76,9	5,4	120	12,4			723	78,0	1,2
Quartal 4										

1 Mengenangaben (Reduzierungen und Erhöhungen) inkl. Countertradingmaßnahmen gemäß monatlicher Meldung an die Bundesnetzagentur.

2 Kostenschätzung der ÜNB auf Basis von Ist-Maßnahmen.

3 Die Gesamtjahreskosten können von der Summe der einzelnen Quartalswerten abweichen, da Aktualisierungen auf jährlicher Basis erfolgen. Wird die quartalsweise Aufschlüsselung nicht angezeigt, liegen die Werte im Monitoring abfragebedingt nur auf jährlicher Basis vor.

4 Abrufe der Netzreservekraftwerke inkl. Probestarts und Testfahrten. Die Einspeisung von Netzreservekraftwerken wird nur erhöht.

5 Summierte Leistung in- und ausländischer Netzreservekraftwerke in MW. Stand jeweils zum 31.12. des jeweiligen Jahres. Der Wert für 2018 ist vorläufig.

6 Gemäß Meldung der Übertragungsnetzbetreiber an die Bundesnetzagentur. Der Wert für 2018 ist vorläufig.

7 Reduzierung von Anlagen die nach dem EEG bzw. dem KWKG vergütet werden.

Quelle: Datenmeldungen der Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur

Tabelle 2 Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für die Jahre 2015 bis zum dritten Quartal 2018

3 Zweites Quartal 2018

3.1 Zusammenfassung für das zweite Quartal 2018

3.1.1 Redispatch

Die gesamten Einspeisereduzierungen beliefen sich im zweiten Quartal 2018 auf 1.080 GWh, die Einspeiserhöhungen von Marktkraftwerken auf 1.020 GWh und die Einspeiserhöhungen durch den Einsatz von Reservekraftwerken auf 128 GWh². Die für die Marktkraftwerke angefallenen Kosten liegen nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei etwa 33,8 Mio. Euro zzgl. rund 3,9 Mio. Euro für Countertrading-Maßnahmen. Die Redispatchkosten im zweiten Quartal 2018 liegen damit weit unter den Kosten im zweiten Quartal 2017 (Q2 2017: 66,7 Mio. Euro).

Insgesamt wurden Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von rund 2.200 GWh³ angefordert. Davon wurden 1.947 GWh auf Basis von Einzelüberlastungen und 226 GWh auf Basis des 4-ÜNB Prozesses abgerufen.

Für Einzelüberlastungsmaßnahmen lag die Dauer der Belastungen bei 3.016 Stunden. Die Dauer der Überlastung lässt sich nur für Einzelüberlastungsmaßnahmen darstellen.

3.1.2 Einsatz Netzreservekraftwerke⁴

Insgesamt wurden im zweiten Quartal 2018 an 43 Tagen Netzreserveabrufe mit einer Gesamtarbeit von rund 128 GWh getätigt. Nach einer ersten Schätzung der ÜNB lagen die Kosten für den Abruf bei 11,3 Mio. Euro. Die Einsatztage bewegten sich damit auf einem höheren Niveau als im zweiten Quartal 2017 (Q2 2017: 12 Tage), die geleistete Arbeit hat sich um etwa 70 GWh erhöht (Q2 2017: 58 GWh).

3.1.3 Einspeisemanagement (EinsMan)

Im zweiten Quartal 2018 wurden durch die ÜNB und VNB rund 945 GWh Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen gemeldet. Vergleicht man diesen Wert mit dem zweiten Quartal 2017, so ergibt sich eine Minderung der Menge an Ausfallarbeit um rund 419 GWh (Q2 2017: 1.364 GWh).

Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für das zweite Quartal 2018 auf rund 102 Mio. Euro und sind somit im Vergleich zum zweiten Quartal 2017 um rund 44 Mio. Euro gesunken (Q2 2017: 146 Mio. Euro).

3.1.4 Anpassungsmaßnahmen

Im zweiten Quartal 2018 haben zwei Verteilernetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen angewiesen. Dabei kam es in den Bundesländern Sachsen-Anhalt, Brandenburg und Thüringen zu Anpassungen von Stromeinspeisungen im Umfang von rund 4,1 GWh.

² Dieser Gesamtwert über den Einsatz von Netzreservekraftwerken enthält auch Probestarts und Testfahrten in Höhe von rund 28 GWh.

³ Dieser Gesamtwert über die Anforderungen aufgrund von Engpässen und Spannungshaltung enthält keine Probestarts und Testfahrten von Netzreservekraftwerken.

⁴ Detaillierte Informationen zur Netzreserve: www.bundesnetzagentur.de/netzreserve

Im Vergleich zum zweiten Quartal 2017 hat sich die Menge der Anpassungsmaßnahmen um rund 1,9 GWh erhöht (Q2 2017: 2,2 GWh). Die per Definition entschädigungslosen Maßnahmen erfolgen zumeist in besonderen Erzeugungs- und Netzkonstellationen, die nicht verallgemeinerungsfähig sind.

3.2 Redispatchentwicklung im zweiten Quartal 2018

Die gesamten Einspeisereduzierungen beliefen sich im zweiten Quartal 2018 auf 1.080 GWh, die Einspeiserhöhungen von Marktkraftwerken auf 1.020 GWh und die Einspeiserhöhungen durch den Einsatz von Reservekraftwerken auf 128 GWh⁵. Insgesamt wurden Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von 2.200 GWh⁶ angefordert.

Im Vergleich zum zweiten Quartal 2017 ist die Menge der Anforderungen demnach zurückgegangen.

Die für die Marktkraftwerke angefallenen Kosten lagen im zweiten Quartal 2018 nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei etwa 33,8 Mio. Euro (ohne Countertradingkosten [siehe dazu unten 3.2.3]) und damit weit unter den Kosten für das zweite Quartal 2017 (Q2 2017: 66,7 Mio. Euro).

Die Verteilung dieser Kosten auf die vier ÜNB ist in Tabelle 3 dargestellt.

Vorläufige Kostenschätzung für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken im zweiten Quartal 2018

Netzgebiet	Geschätzte Kosten in Mio. Euro
Regelzone TenneT	22,5
Regelzone 50Hertz	6,0
Regelzone TransnetBW	3,8
Regelzone Amprion	1,4
Gesamt	33,8*

*Durch Rundungen kann der angegebene Gesamtwert von der Summe der Einzelwerte abweichen.

Tabelle 3 Vorläufige Kostenschätzung für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken (ohne Countertradingkosten) im zweiten Quartal 2018

Die operative Redispatcheinsatzplanung gliedert sich in unterschiedliche Prozessschritte. Dabei wird in diesem Bericht zwischen Einzelüberlastungsmaßnahmen die in einer Regelzone oder auf Kuppelleitungen auftreten und Maßnahmen aus dem 4-ÜNB Prozess unterschieden. Bei letzteren wird durch die vier ÜNB gemeinsam eine frühzeitige Einsatzplanung auf Basis von Modellrechnungen durchgeführt.

⁵ Dieser Gesamtwert über den Einsatz von Netzreservekraftwerken enthält auch Probestarts und Testfahrten in Höhe von rund 28 GWh.

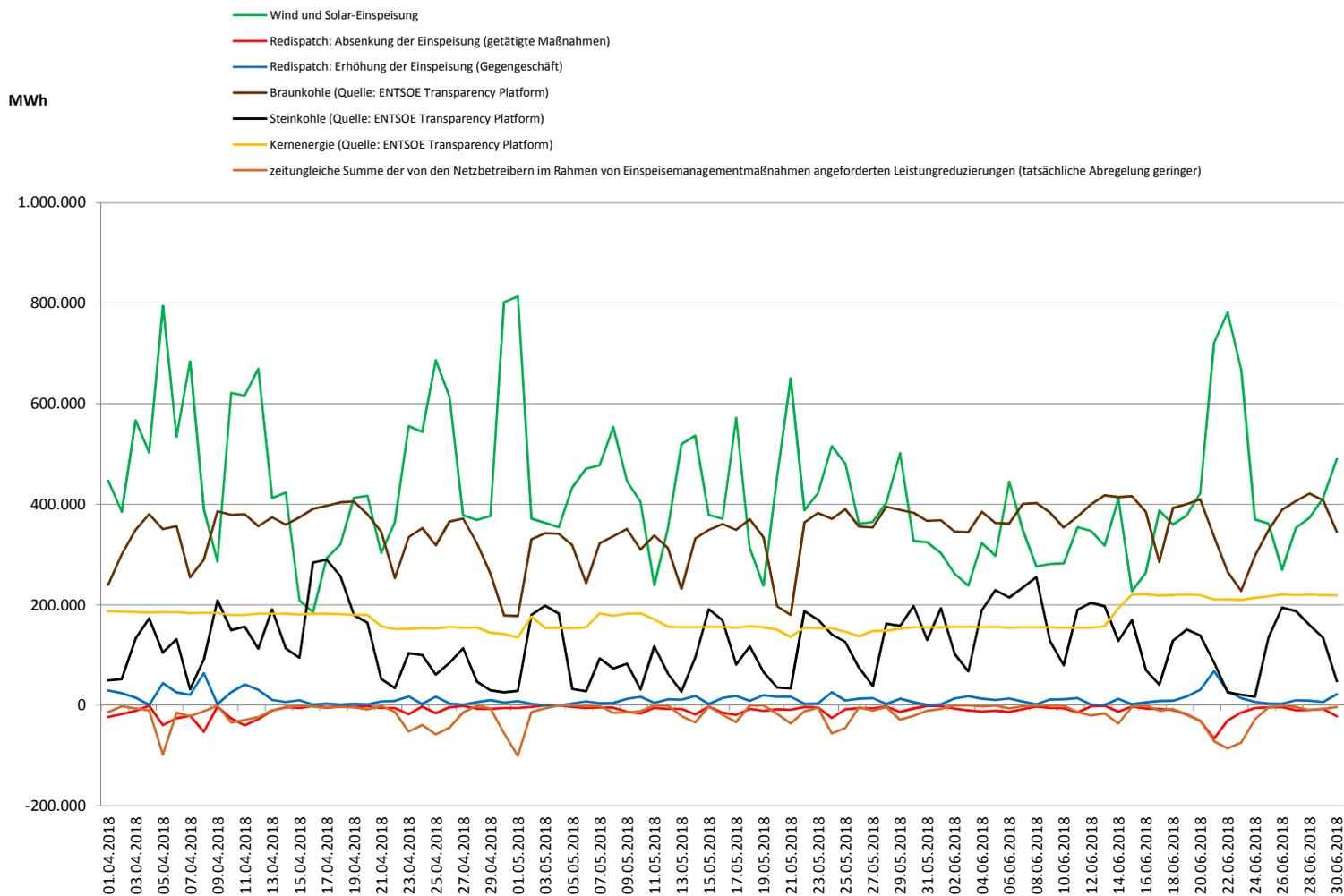
⁶ Dieser Gesamtwert über die Anforderungen aufgrund von Engpässen und Spannungshaltung enthält keine Probestarts und Testfahrten von Netzreservekraftwerken.

Da diese 4-ÜNB-Maßnahmen in 2017 stark an Bedeutung gewonnen hatten, wurde von der Bundesnetzagentur in Absprache mit den ÜNB ein neues Meldeverfahren etabliert, welches die Kraftwerkseinsätze im Redispatch genau abfragt und eine Unterscheidung zwischen den Maßnahmenarten ermöglicht.

Im zweiten Quartal 2018 wurden rund 89 Prozent der Redispatchmaßnahmen aufgrund von Überlastungen in einer Regelzone durchgeführt. Auf die 4-ÜNB Maßnahmen entfielen die restlichen 11 Prozent der Maßnahmen.

Abbildung 1 stellt die Redispatchmaßnahmen aller Maßnahmenarten im Zusammenhang mit der Einspeisung aus unterschiedlichen Energieträgern dar.

Tägliche Erzeugungsmenge je Energieträger und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im Q2 2018 in MWh¹



¹In dieser Abbildung wird der Zusammenhang zwischen der Einspeisung verschiedener Energieträger und Redispatch bzw. EinsMan-Maßnahmen dargestellt. Es gibt weitere Ursachen für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen.

Abbildung 1 Erzeugung und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im zweiten Quartal 2018

3.2.1 4-ÜNB Vorab-Maßnahmen

Die gemeinsamen Anforderungen aller vier ÜNB beruhen auf Modellierungsergebnissen, die sowohl im Vorfeld des Marktergebnisses als auch danach für ganz Deutschland durchgeführt werden. Die frühzeitige Optimierung der Kraftwerkseinsatzplanung ist unter anderem notwendig, um Netzreservekraftwerke mit einer längeren Vorlaufzeit rechtzeitig anfordern zu können. Zudem ermöglicht die gemeinsame Modellierung Koordinierungsgewinne, so dass von einer effizienten Auswahl der eingesetzten Kraftwerke ausgegangen werden kann. Aus den Berechnungen resultieren sowohl Anforderungen von Netzreservekraftwerken als auch die Einsatzplanung für Marktkraftwerke, die nach Vorliegen des Marktergebnisses angefordert werden. Insgesamt wurden auf Basis der 4-ÜNB-Vorab-Maßnahmen 92 GWh abgeregelt und 134 GWh heraufgefahren. Der Anteil dieser Maßnahmen an der gesamten Redispatch- und Netzreservemenge macht demnach 11 Prozent aus. Dabei wurden nur strombedingte Redispatchmaßnahmen im Rahmen des 4-ÜNB Prozess gemeldet.

Eine mengenmäßige Zuordnung der gemeinsam angeforderten Maßnahmen zu einzelnen, verursachenden Netzelementen ist laut ÜNB nicht möglich. Eine Indikation besonders überlasteter Netzelemente bieten die Dauer und Auslastungsfaktoren der Leitungen aus den Modellergebnissen. Tabelle 4 zeigt dabei diejenigen Netzelemente oder Netzgebiete, die im zweiten Berechnungslauf der Modellierung für das zweite Quartal 2018 in der Dauer der Auslastung Werte größer als 100 Stunden aufzeigten.

Dabei zeigt sich zum großen Teil eine Übereinstimmung der Netzelemente, die maßgeblich 4-ÜNB Vorab-Maßnahmen auslösen, mit den unter 3.2.2 dargestellten Netzelementen.

Überlastete Netzgebiete im 4-ÜNB Prozess (2. Berechnungslauf, > 100 Stunden Überlastung), zweites Quartal 2018

Betroffenes Netzelement	Regelzone
Landesbergen-Sottrum	TenneT
Landesbergen-Ovenstädt	TenneT
Sottrum-Dollern	TenneT
Gebiet Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr)	TenneT/ Amprion
Dipperz-Mecklar	TenneT
Helmstedt-Wolmirstedt	50 Hertz
Gronau-Hanekenfähr-Gronau	Amprion
Bergshausen-Borken	TenneT
Sittling-Altheim-Simbach-St. Peter	TenneT
Bärwalde-Schmölln	50Hertz

Tabelle 4 Überlastete Netzelemente im 4-ÜNB Prozess (2. Berechnungslauf, > 100 Stunden), zweites Quartal 2018

3.2.2 Einzelüberlastungsmaßnahmen

Die Menge der Einspeisereduzierungen durch Überlastungen in einer ÜNB Regelzone (bei Kuppelleitungen auch regelzonenübergreifend) umfasste im zweiten Quartal 2018 ein Volumen von ca. 987 GWh. Die zum Ausgleich getätigten Anpassungen durch Einspeiserhöhungen beliefen sich ebenfalls auf ca. 987 GWh. Damit betrug die gesamte Menge dieser Redispatcheingriffe (Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen) im zweiten Quartal 2018 rund 1.947 GWh.

Für das zweite Quartal 2018 wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen durch Einzelüberlastungen in einer Regelzone mit einer Gesamtdauer von rund 3.016 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 und steht nicht im Bezug zu den 8.760 Stunden eines Jahres. Insgesamt wurden an 89 Tagen des Quartals entsprechende Eingriffe angewiesen.

Nachfolgende Tabelle fasst die Angaben zum Redispatch durch Einzelüberlastungsmaßnahmen im zweiten Quartal 2018 zusammen.

Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen im zweiten Quartal 2018

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge Einspeisereduzierungen in GWh ¹	Gesamtmenge (Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen) in GWh
Regelzone TenneT	2.263	727	1.454
Regelzone 50Hertz	154	97	195
Regelzone TransnetBW	502	123	246
Regelzone Amprion	98	40	79
Gesamt	3.016	987	1.974

¹Erfolgt 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.

Tabelle 5: Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen nach ÜNB Regelzonen im zweiten Quartal 2018

3.2.2.1 Strombedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen

In der Mehrzahl mussten im zweiten Quartal 2018 strombedingte Redispatchmaßnahmen durchgeführt werden. In Summe wurden für diese Maßnahmen entsprechende Überlastungen mit einer Gesamtdauer von 1.583 Stunden gemeldet und Maßnahmen mit einem Volumen an Einspeisereduzierungen von 663 GWh veranlasst.

Für diese Maßnahmen ist im Vergleich zum zweiten Quartal 2017 die Dauer um 280 Stunden (Q2 2017: 1.863 Stunden) sowie die Menge der Einspeisereduzierungen durch strombedingten Redispatch um 258 GWh gesunken (Q2 2017: 921 GWh).

Tabelle 6 zeigt, dass für Einzelüberlastungsmaßnahmen die am längsten überlasteten Netzelemente im zweiten Quartal 2018 die Leitungen im Gebiet Dörpen waren. Die dortigen Leitungen von Dörpen nach Hanekenfähr, welche insbesondere Offshore-Strom von Windparks aus der Nordsee transportieren, waren bereits im vierten Quartal 2017 und im ersten Quartal 2018 stark belastet.

Die höchste Überlastung lag auf der Leitung Helmstedt-Wolmirstedt. Ebenfalls hoch waren die Überlastungen in den Gebieten Sittling-St. Peter und Pleinting-St. Peter (AT) sowie auf der Leitung Mecklar-Eisenach.

Die Nummerierung der in Tabelle 6 dargestellten Netzelemente ist nicht als Rangfolge zu verstehen, da sich aufgrund der nicht dargestellten Maßnahmen aus den 4-ÜNB-Vorab-Maßnahmen eine Verschiebung der Mengen ergeben würde. Die Nummern dienen der Identifizierung der Netzelemente in der Karte (Abbildung 2), welche die kritischen Netzelemente (Anzahl der Stunden je Leitung ≥ 12) aus der Tabelle ihrer jeweiligen geographischen Lage zuordnet.

Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im zweiten Quartal 2018

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone ¹	Dauer (in Std.)	Menge Einspeise-reduzierungen (in GWh)	Menge Einspeise-erhöhung (in GWh)
1	Gebiet Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekefähr (Amprion Regelzone))	TenneT/Amprion	159	54	54
2	Gebiet Sittling-St. Peter (AT) (Altheim-Simabach-St. Peter)	TenneT	86	49	49
3	Leitung Mecklar (TenneT) - Eisenach	50Hertz/TenneT	84	46	46
4	Pleinting - Sankt Peter (AT)	TenneT	82	57	57
5	Helmstedt (TenneT) - Wolmirstedt	50Hertz/TenneT	72	87	87
6	Gebiet Lehrte (Lehrte-Godenau, Godenau-Erzhausen-Hardegsen-Göttingen)	TenneT	60	11	11
7	Dipperz-Großkrotzenburg	TenneT	58	51	51
8	Borken-Gießen-Dillenburg	TenneT	55	52	52
9	Bärwalde-Schmölln	50Hertz	41	19	19
10	Gebiet Landesbergen (Landesbergen-Wechold-Sottrum, Landesbergen-Sottrum)	TenneT	41	16	16
11	Gebiet Altbach (Altbach Trafo, Altbach-Wendlingen)	TransnetBW	39	2	2
12	Dollern-Wilster	TenneT	36	11	11
13	Gebiet Grohnde (Grohnde-Vörden-Bergshausen, Grohnde-Würgassen)	TenneT	28	19	19
14	Dollern-Hamburg	Tennet/50Hertz	24	9	9
15	Ovenstädt-Berchterdissen	TenneT	21	20	20
16	Gebiet Mehrum (Lehrte-Mehrum, Lehrte-Wahle)	TenneT	20	3	3
17	Krümmel Transformator	TenneT	18	9	9
18	Mecklar-Dipperz	TenneT	17	5	5
19	Leitung Sechtem Süd (Oberzier- Sechtem - Paffendorf)	Amprion	16	12	12

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

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 6: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im zweiten Quartal 2018

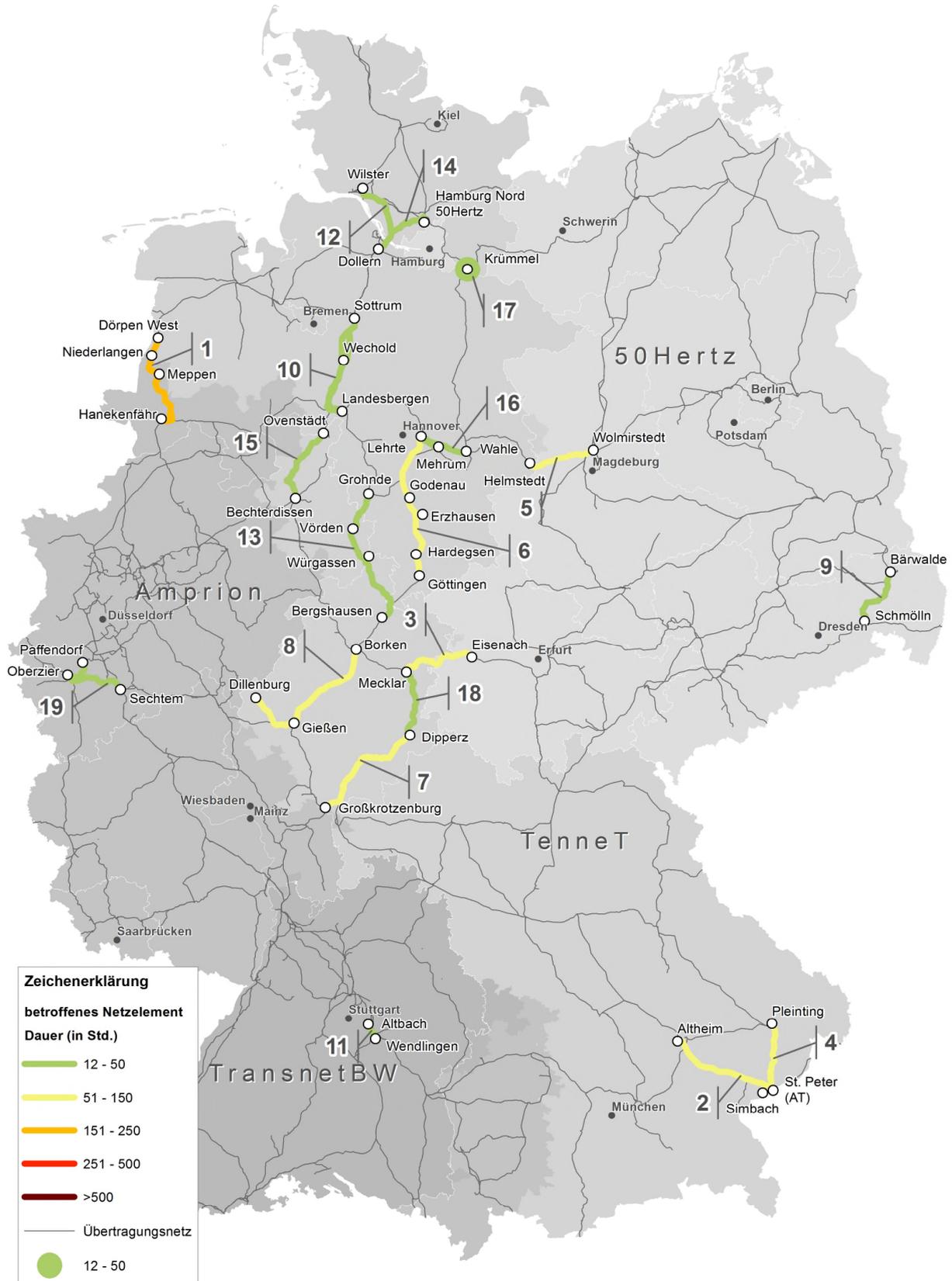


Abbildung 2: Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im zweiten Quartal 2018 gemäß Meldungen der ÜNB

3.2.2.2 Spannungsbedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen

Neben den strombedingten Redispatchmaßnahmen wurden im zweiten Quartal 2018 spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen nach dem Anfordererprinzip von insgesamt etwa 1.433 Stunden gemeldet. Das Volumen der getätigten Maßnahmen belief sich dabei auf ca. 324 GWh. Hinzu kommen Ausgleichsgeschäfte in Höhe von ca. 324 GWh. Der Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch ist im Vergleich zum zweiten Quartal 2017 auf einem ähnlichen Niveau. Die Dauer ist im Vergleich zum zweiten Quartal 2017 um 32 Stunden (Q2 2017: 1.465 Stunden), die Menge der getätigten Maßnahmen (ohne Gegengeschäft) ist ebenfalls auf gleichem Niveau (Q2 2017: 325 GWh).

Eine genaue Aufteilung der betroffenen Netzelemente und Netzgebiete ist Tabelle 7 zu entnehmen.⁷

Laut ÜNB ist in den Sommermonaten allgemein mit einem höheren Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch zu rechnen als in den Wintermonaten. Generell führt eine niedrigere Last 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. Zurzeit erfolgt die Blindleistungsbereitstellung vor allem über konventionelle Erzeugungsanlagen. In den Sommermonaten und insbesondere an den Wochenenden, sind einige konventionelle Kraftwerke durch den geringen Strombedarf nicht am Markt verfügbar, so dass deren Einsatz zur Blindleistungsbereitstellung über eine Redispatchmaßnahme notwendig wird.

Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im zweiten Quartal 2018¹

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge getätigte Maßnahmen in GWh
Regelzone TenneT: Netzgebiet Nord	56	10
Netzgebiet Conneforde	56	10
Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte	893	194
davon Ovenstädt-Bechterdissen-Borken	19	<1
davon Netzgebiet Borken (Borken-Dipperz-Großkrotzenburg, Gießen, Karben)	868	194
davon Netzgebiet Mehrum-Grohnde-Borken	6	<1
Regelzone TenneT: Netzgebiet Süd	28	3
davon Netzgebiet Oberbayern	28	3
Regelzone TransnetBW	456	117
davon Gebiet Altbach-Wendlingen	40	117

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 7: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im zweiten Quartal 2018

⁷ Da sich spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf räumlich größere Netzregionen (und nicht auf einzelne Leitungen bzw. Umspannwerke) beziehen, wird aus Darstellungsgründen auf eine Übersichtskarte verzichtet.

3.2.3 Countertrading

Anders als beim herkömmlichen Redispatch, bei dem spezifische Kraftwerke abgeregelt bzw. hochgefahren werden, verfolgen Countertrading-Maßnahmen das Ziel, Engpässe zwischen zwei Gebotszonen zu beheben. Dabei findet kein konkreter Eingriff in die Kraftwerkseinsätze statt, vielmehr wird über gezielte, gebotszonenübergreifende Handelsgeschäfte versucht, den Engpass auf der Grenzkuppelleitung zu entlasten. Aus diesem Grund sind Countertrading-Maßnahmen vornehmlich für diejenigen Engpasssituationen geeignet, in denen aus netztopologischen Gründen eine Aktivierung konkreter Kraftwerke nicht erforderlich ist.

Countertrading-Maßnahmen machten im zweiten Quartal 2018 rund 235 GWh der Redispatchgesamtmenge aus und sind Bestandteil der Einzelüberlastungsmaßnahmen. Die Kosten für Countertrading lagen bei rund 3,9 Mio. Euro.

3.2.4 Einsatz Netzreserve

Insgesamt wurden im zweiten Quartal 2018 an 43 Tagen Netzreserveabrufe mit einer Gesamtarbeit von rund 128 GWh getätigt. Netzreservekraftwerke werden sowohl als 4-ÜNB-Vorab-Maßnahme als auch als Einzelüberlastungsmaßnahmen angefordert. Nach einer ersten Schätzung der ÜNB lagen die Kosten für den Abruf bei rund 58,1 Mio. Euro. Die vorläufigen Vorhaltekosten für das Gesamtjahr 2018 belaufen sich auf 197,7 Mio. Euro. Die Einsatztage bewegten sich damit auf einem deutlich höheren Niveau als im zweiten Quartal 2017 (Q2 2017: 12 Tage), die geleistete Arbeit hat sich um etwa 70 GWh erhöht (Q2 2017: 58 GWh).

Tabelle 8 enthält eine Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im zweiten Quartal 2018. Der „Einsatz-Durchschnitt in MW“ zeigt eine durchschnittlich angeforderte Leistung pro Einsatztag. Dieser Durchschnittswert war im Juni 2018 mit 330 MW am höchsten. Die maximale Leistungsanforderung der Netzreservekraftwerke lag mit 800 MW im April 2018.

Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im zweiten Quartal 2018

	Tage	Einsatz-Durchschnitt in MW	Maximale Leistungsanforderung in MW	MWh Summe
April	10	270	800	31.639
Mai	7	270	450	17.354
Juni	26	330	622	78.942
Gesamt	43			127.935

Quelle: Redispatch-Kraftwerkseinsatzmeldungen der ÜNB an die Bundesnetzagentur

Tabelle 8: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im zweiten Quartal 2018

3.2.5 Kraftwerkseinsätze Redispatch

Im zweiten Quartal 2018 wurde von inländischen Marktkraftwerken und von in- und ausländischen Reservekraftwerken eine Gesamtmenge von 1.800 GWh (910 GWh Einspeisereduzierungen und 891 GWh Einspeiserhöhungen) zur Behebung von Netzengpässen erbracht. Die Differenz zwischen Einspeisereduzierung – und -erhöhung kommt u. a. dadurch zustande, dass bei grenzüberschreitenden Redispatchmaßnahmen auch Marktkraftwerke von ausländischen ÜNB angewiesen werden. Diese Anweisungen werden in den folgenden Auswertungen nicht betrachtet. Netzreservekraftwerke im Ausland sind wiederum in der Betrachtung enthalten, da diese direkt vom deutschen ÜNB angewiesen werden.

Abbildung 3 zeigt die Energieträger der zum Redispatch herangezogenen Kraftwerke. Den Energieträger Braunkohle betrafen dabei knapp 40 Prozent der abgesenkten Mengen im zweiten Quartal 2018. Bei den Einspeiserhöhungen spielen Braunkohlekraftwerke keine Rolle. Hier wurden im zweiten Quartal 2018 insbesondere Steinkohlekraftwerke eingesetzt, die mit über 60 Prozent am meisten für Einspeiserhöhungen herangezogen wurden. Ein Teil der Redispatchmenge wird an der Börse beschafft, diese Mengen können keinem Energieträger zugeordnet werden und fallen daher in die Kategorie „Unbekannt“. Im Wesentlichen finden sich hier die über die Börse beschafften Ausgleichsgeschäfte für den Spannungsbedingten Redispatch wieder, Countertradinggeschäfte sind in diesem Wert nicht enthalten. Bei einigen wenigen Einsätzen ist dem ÜNB die verwendete Brennstoffart des Kraftwerks nicht bekannt, diese werden ebenfalls unter der Kategorie „Unbekannt“ zusammengefasst. Bei Kraftwerken, die mit mehreren Energieträgern betrieben werden, kann nur ein Hauptenergieträger gemäß der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur ausgewertet werden. In diesem Fall wird die Redispatchmenge dem Hauptenergieträger zugeordnet.

Redispatch Kraftwerkseinsätze nach Energieträgern im deutschen Stromnetz (inkl. ausländische Reservekraftwerke), zweites Quartal 2018 in GWh

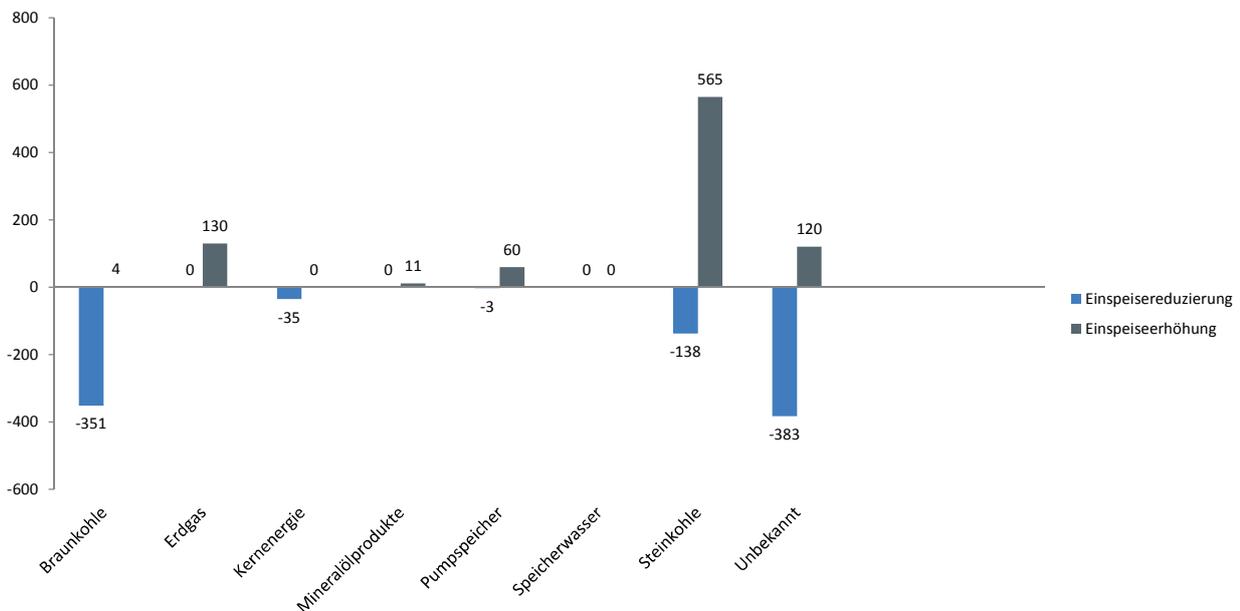
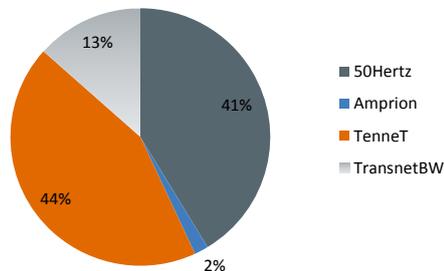


Abbildung 3: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im zweiten Quartal 2018

Einspeisereduzierungen und -erhöhungen verteilen sich der Menge nach unterschiedlich auf die jeweilig anweisenden ÜNB. Der anweisende ÜNB ist in der Regel der ÜNB, in dessen Regelzone sich das Kraftwerk befindet, welches zum Redispatch eingesetzt wird. Bei Netzreservekraftwerken ist derjenige ÜNB der anweisende, der den Vertrag mit dem Kraftwerk abgeschlossen hat. Abbildung 4 zeigt die Verteilung der Kraftwerksanweisung auf die einzelnen ÜNB unabhängig von der Lokalisation der auslösenden Ursache. Diese kann in einer anderen Regelzone liegen. Der Einsatz wird dann von dem dort verantwortlichen ÜNB oder bei 4-ÜNB Vorab-Maßnahmen gemeinschaftlich bei dem ÜNB angefordert, in dessen Regelzone das benötigte Kraftwerk liegt. Im zweiten Quartal 2018 wurden 44 Prozent der reduzierten Mengen von TenneT angewiesen, gefolgt von 50Hertz (41 Prozent). Im Vergleich deutlich weniger Einspeisereduzierungen wurden von TransnetBW (13 Prozent) und Amprion (2 Prozent) angewiesen. Der Hauptteil der Einspeiserhöhungen von inländischen Marktkraftwerken und von Reservekraftwerken im In- und Ausland entfiel mit einem

Anteil von 49 Prozent auf die TenneT-Regelzone. In der TransnetBW Regelzone wurden 42 Prozent der Einspeiserhöhungen vorgenommen.

Einspeisereduzierung im zweiten Quartal 2018



Einspeiserhöhung im zweiten Quartal 2018

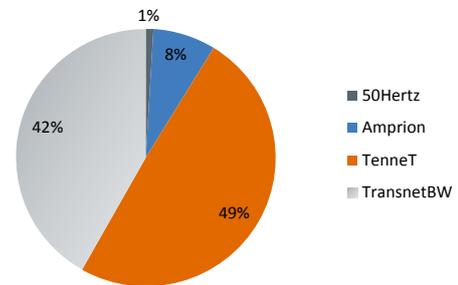


Abbildung 4 Angewiesene Einspeisereduzierungen und –erhöhungen nach Regelzone im zweiten Quartal 2018 als Anteil an der gesamten reduzierten bzw. erhöhten Redispatchmenge.

Die Karten in den Abbildungen 5 und 6 zeigen, wie sich die Kraftwerkseinsätze auf einzelne Bundesländer verteilen. Dabei zeigt sich, dass insbesondere in den Bundesländern Baden-Württemberg und Hessen Kraftwerke heraufgefahren wurden, um Netzengpässe zu beheben, während vor allem in Brandenburg und Thüringen Leistungsreduzierungen vorgenommen wurden. Dabei werden keine ausländischen Netzreserve- und Marktkraftwerke mit aufgeführt.

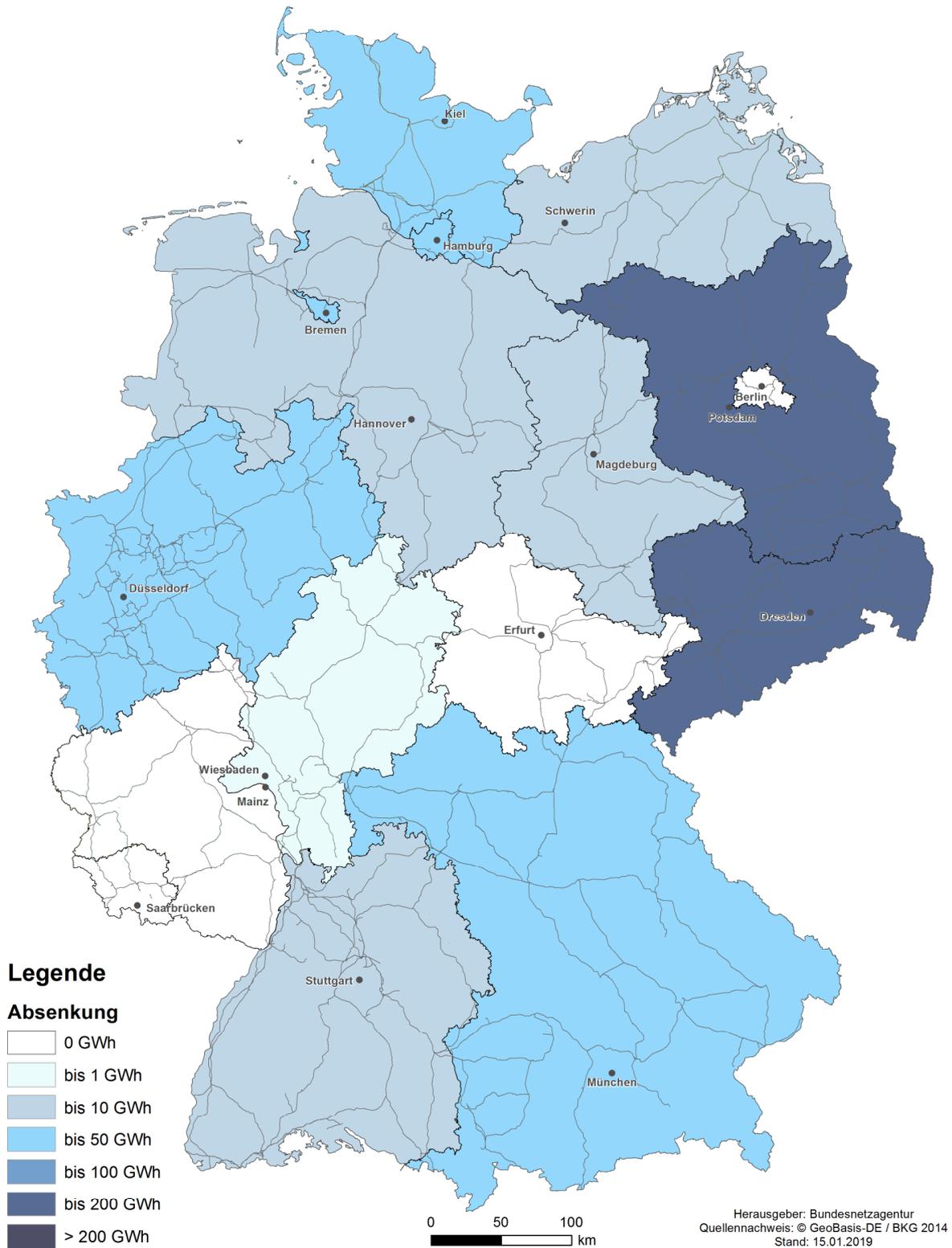


Abbildung 5 Kraftwerksreduzierungen auf Anweisung der deutschen ÜNB im zweiten Quartal 2018

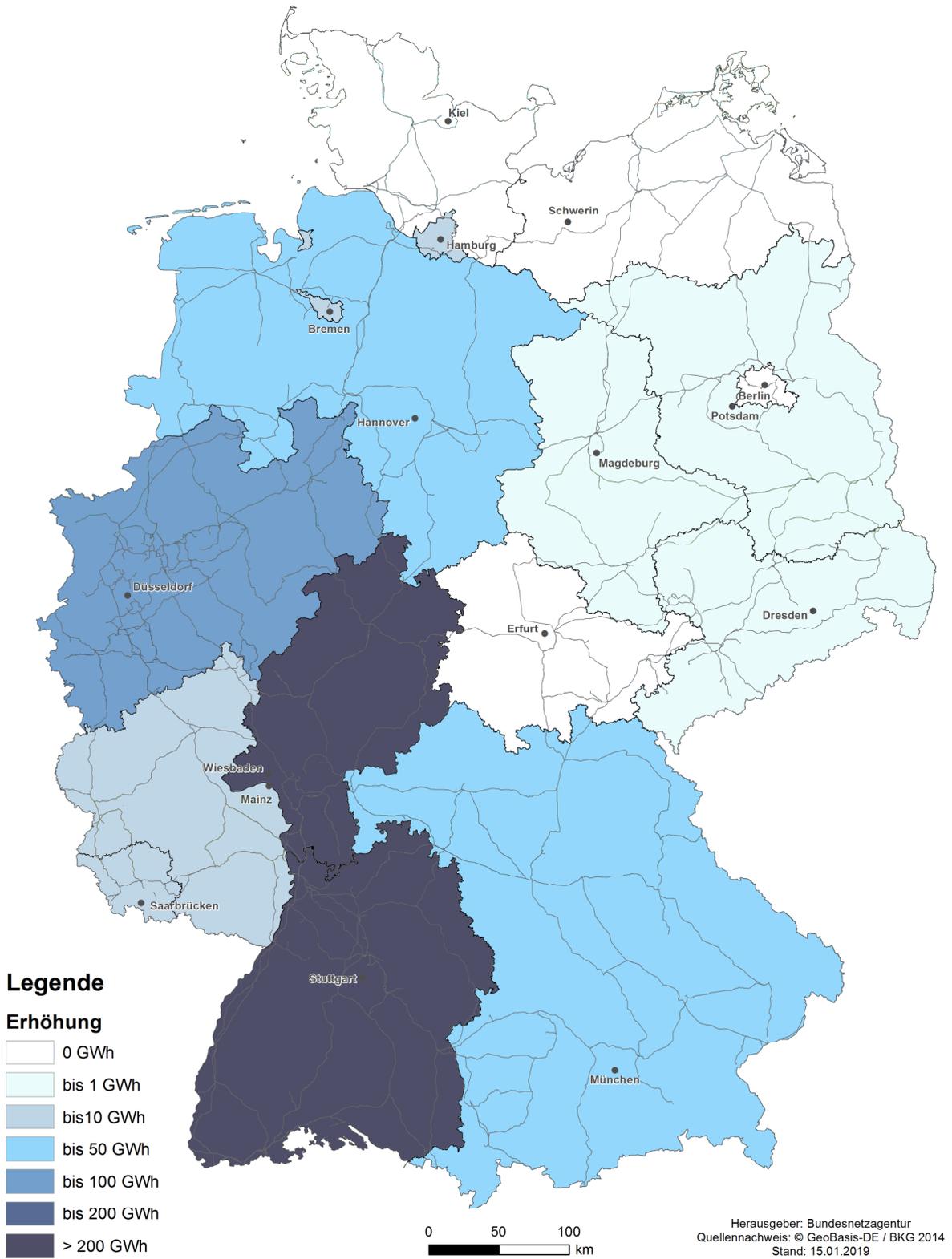


Abbildung 6 Kraftwerkserhöhung auf Anweisung der deutschen ÜNB im zweiten Quartal 2018

3.3 Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG im zweiten Quartal 2018

Im zweiten Quartal 2018 wurden durch die ÜNB und VNB rund 945 GWh Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen gemeldet. Vergleicht man diesen Wert mit dem zweiten Quartal 2017, so ergibt sich eine Minderung der Menge an Ausfallarbeit um rund 419 GWh (Q2 2017: 1.364 GWh).

Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für das zweite Quartal 2018 auf rund 102 Mio. Euro und sind somit im Vergleich zum zweiten Quartal 2017 um rund 44 Mio. Euro gesunken (Q2 2017: 146 Mio. Euro).

3.3.1 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern

Rund 60 Prozent der Ausfallarbeit und rund 56 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche entfallen im zweiten Quartal 2018 auf Schleswig-Holstein. Es folgt Niedersachsen mit rund 18 Prozent. Die restlichen Abregelungen verteilen sich, wie in nachfolgender Tabelle dargestellt, auf zehn weitere Bundesländer.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2018 und zweiten Quartal 2017 nach Bundesländern

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro		Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro		Prozentuale Verteilung
			Quartal 2 2018	Quartal 2 2017			Quartal 2 2018	Quartal 2 2017	
Schleswig-Holstein	568,11	60,1%	57.021.770	55,8%	975,13	71,5%	99.381.659	67,9%	
Niedersachsen	171,99	18,2%	24.870.236	24,3%	184,68	13,5%	27.499.413	18,8%	
Brandenburg	77,06	8,2%	8.547.834	8,4%	84,23	6,2%	8.320.874	5,7%	
Sachsen-Anhalt	55,56	5,9%	4.554.237	4,5%	33,54	2,5%	2.868.448	2,0%	
Nordrhein-Westfalen	32,54	3,4%	2.996.072	2,9%	0,77	0,1%	69.595	0,0%	
Mecklenburg-Vorpommern	25,71	2,7%	2.494.070	2,4%	81,20	6,0%	7.677.967	5,2%	
Hamburg	6,24	0,7%	629.988	0,6%	-	-	-	-	
Thüringen	3,18	0,3%	302.077	0,3%	-	-	-	-	
Bayern	2,63	0,3%	625.121	0,6%	3,28	0,2%	497.659	0,3%	
Baden-Württemberg	1,19	0,1%	107.814	0,1%	0,59	0,0%	52.366	0,0%	
Rheinland-Pfalz	0,64	0,1%	67.615	0,1%	-	-	-	-	
Sachsen	0,23	0,0%	20.236	0,0%	0,38	0,0%	36.672	0,0%	
Hessen	-	-	-	-	-	-	-	-	
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-	
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-	
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-	
Gesamt	945,05	100%	102.237.071	100%	1.363,80	100%	146.404.653	100%	

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 9: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im zweiten Quartal 2018 gegenüber dem zweiten Quartal 2017

3.3.2 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern

Der Energieträger Wind an Land (onshore) ist mit 81 Prozent der gesamten Ausfallarbeit und rund 66 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der mit Abstand am häufigsten abgeregelte Energieträger. Im Verhältnis zur Einspeisung von Windenergieanlagen an Land liegt die Abregelung dieses Energieträgers im zweiten Quartal 2018 bei rund 2,5 Prozent.⁸

Weitere rund 12 Prozent der gesamten Ausfallarbeit fallen im zweiten Quartal 2018 auf den Energieträger Wind auf See (offshore), der rund 21 Prozent der geschätzten Entschädigungsansprüche generiert. Vergleicht man die Werte für den Energieträger Wind auf See (offshore) mit dem zweiten Quartal 2017, so ergibt sich eine Minderung der Menge an Ausfallarbeit um rund 9 GWh (Q2 2017: 120 GWh) und eine Minderung der geschätzten Entschädigungsansprüche um rund 2 Mio. Euro (Q2 2017: 23 Mio. Euro). Somit ist die Minderung der EinsMan-Maßnahmen insbesondere auf die Energieträger Wind (onshore) und Wind auf See (offshore) zurückzuführen. Im Verhältnis zur Einspeisung⁸ von Offshore Windenergieanlagen lag die Abregelung im zweiten Quartal 2 2018 bei rund 0,6 Prozent.

Die gesamte Ausfallarbeit verteilt sich auf die einzelnen Energieträger wie in folgender Tabelle dargestellt.

⁸ Die Ermittlung des Verhältnisses erfolgt auf Basis der bei SMARD.de veröffentlichten Daten für die realisierte Einspeisung.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im zweiten Quartal 2018 und zweiten Quartal 2017

Energieträger	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung
	Quartal 2 2018				Quartal 2 2017			
Wind (onshore)	765,82	81,0%	67.371.805	65,9%	1.163,82	85,3%	104.940.582	71,7%
Wind (offshore)	110,82	11,7%	21.165.505	20,7%	120,25	8,8%	23.210.200	15,9%
Solar	58,85	6,2%	12.652.895	12,4%	68,71	5,0%	16.377.652	11,2%
Biomasse einschl. Biogas	8,89	0,9%	995.900	1,0%	10,56	0,8%	1.844.311	1,3%
KWK-Strom	0,50	0,1%	36.119	0,0%	0,39	0,0%	25.995	0,0%
Deponie-, Klär- und Grubengas	0,10	0,0%	7.824	0,0%	0,06	0,0%	4.712	0,0%
Laufwasser	0,06	0,0%	7.023	0,0%	0,01	0,0%	1.201	0,0%
Energieträger unbekannt	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	945,05	100%	102.237.071	100%	1.363,80	100%	146.404.653	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 10: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im zweiten Quartal 2018 gegenüber dem zweiten Quartal 2017

3.3.3 Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen

Im zweiten Quartal 2018 wurden rund 87 Prozent der Ausfallarbeit in den Verteilernetzen abgeregelt. Bei rund 13 Prozent wurden Anlagen abgeregelt, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Diese Verteilung stellt jedoch nicht dar, auf welcher Netzebene die Maßnahmen verursacht wurden und welche Netzebene die Entschädigungsansprüche tragen muss. Nach dem Anforderprinzip muss derjenige Netzbetreiber die Kosten in seiner Erlösobergrenze geltend machen, bei dem die Netzbelastung auftritt und nicht derjenige, in dessen Netzgebiet die Abregelung tatsächlich stattfindet. Letztlich tragen also diejenigen Letztverbraucher im Netzgebiet des verursachenden Netzbetreibers die Kosten. Die hohe Menge der im Verteilernetz abgeregelten erneuerbaren Erzeugung darf deshalb nicht zu dem Rückschluss führen, dass die Ursache der Abregelung überwiegend im Verteilernetz zu sehen ist. Hier zeigt sich, dass die weitaus meisten erneuerbaren Anlagen im Verteilernetz angeschlossen sind und deshalb auch Maßnahmen zur Entlastung der Umspannebene und der Übertragungsnetze im Verteilernetz erfordern.

Diese Unterscheidung zwischen Abregelungs- und Verursachungsebene kann durch die Zuordnung der Maßnahmen zur verursachenden Netzebene verdeutlicht werden. Ein großer Teil der Maßnahmen, die im Verteilernetz durchgeführt werden, wird in der Umspannebene zwischen ÜNB und VNB verursacht. Der Engpass liegt also zwischen den Ebenen, wird aber dem ÜNB zugeordnet, da dieser in der Regel die Kosten trägt. Für das zweite Quartal 2018 sind die Werte in der folgenden Tabelle 11 dargestellt.

In den Tabellen 12 und 13 werden die Abregelungen differenziert nach Bundesländern für das Übertragungsnetz und die Verteilernetze im zweiten Quartal 2018 gegenüber dem zweiten Quartal 2017 dargestellt.

Netzebenen der Abregelungen sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2018

	Anlagen im Übertragungsnetz	Anlagen im Verteilernetz
Ausfallarbeit in GWh	121,61	823,44
Prozentuale Verteilung (Ausfallarbeit)	12,9%	87,1%
Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber in Euro	22.256.841	79.980.230
Prozentuale Verteilung (Entschädigungsansprüche)	21,8%	78,2%
	Übertragungsnetz	Verteilernetz
Verursachung der Maßnahmen in GWh	812,7	132,31
Prozentuale Verteilung (Verursachung)	86,0%	14,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 11: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2018

Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im zweiten Quartal 2018 und zweiten Quartal 2017

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung
	Quartal 2 2018				Quartal 2 2017			
Niedersachsen	85,93	70,7%	16.533.242	74,3%	99,88	79,7%	19.320.800,00	81,6%
Schleswig-Holstein	24,59	20,2%	4.603.761	20,7%	20,89	16,7%	3.935.100,00	16,6%
Hamburg	6,24	5,1%	629.988	2,8%	-	-	-	-
Brandenburg	4,64	3,8%	468.388	2,1%	4,54	3,6%	428.792,51	1,8%
Mecklenburg-Vorpommern	0,21	0,2%	21.463	0,1%	-	-	-	-
Sachsen-Anhalt	-	-	-	-	-	-	-	-
Thüringen	-	-	-	-	-	-	-	-
Nordrhein-Westfalen	-	-	-	-	-	-	-	-
Sachsen	-	-	-	-	-	-	-	-
Baden-Württemberg	-	-	-	-	-	-	-	-
Rheinland-Pfalz	-	-	-	-	-	-	-	-
Hessen	-	-	-	-	-	-	-	-
Bayern	-	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	121,61	100%	22.256.841	100%	125,31	100%	23.684.693	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 12: Regionale Verteilung der Abregelung durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im zweiten Quartal 2018 und dem zweiten Quartal 2017

Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im zweiten Quartal 2018 und zweiten Quartal 2017

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro		Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	
			Prozentuale Verteilung				Prozentuale Verteilung	
	Quartal 2 2018				Quartal 2 2017			
Schleswig-Holstein	543,51	66,0%	52.418.009	65,5%	954,24	77,0%	95.446.559	77,8%
Niedersachsen	86,06	10,5%	8.336.994	10,4%	84,80	6,8%	8.178.613	6,7%
Brandenburg	72,42	8,8%	8.079.446	10,1%	79,69	6,4%	7.892.081	6,4%
Sachsen-Anhalt	55,56	6,7%	4.554.237	5,7%	33,54	2,7%	2.868.448	2,3%
Nordrhein-Westfalen	32,54	4,0%	2.996.072	3,7%	0,77	0,1%	69.595	0,1%
Mecklenburg-Vorpommern	25,50	3,1%	2.472.608	3,1%	81,20	6,6%	7.677.967	6,3%
Thüringen	3,18	0,4%	302.077	0,4%	-	0,0%	-	0,0%
Bayern	2,63	0,3%	625.121	0,8%	3,28	0,3%	497.659	0,4%
Baden-Württemberg	1,19	0,1%	107.814	0,1%	0,59	0,0%	52.366	0,0%
Rheinland-Pfalz	0,64	0,1%	67.615	0,1%	-	0,0%	-	0,0%
Sachsen	0,23	0,0%	20.236	0,0%	0,38	0,0%	36.672	0,0%
Hessen	-	-	-	-	-	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	823,44	100%	79.980.230	100%	1.238,48	100%	122.719.961	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 13: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im zweiten Quartal 2018 gegenüber dem zweiten Quartal 2017

Bei der Verteilung der Maßnahmen auf ÜNB Ebene zeigt sich erneut das hohe Abregelungsvolumen der Offshore-Windparks vor Ostfriesland. Diese werden dem Bundesland des Anschlussverknüpfungspunktes, also Niedersachsen zugeordnet.

Für die Abregelung auf VNB-Ebene gilt, dass auch vertikale Engpässe zwischen VNB und ÜNB Ebene für die Maßnahmen ursächlich sind.

3.3.4 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen

Der nachstehenden Tabelle 14 ist die Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im zweiten Quartal 2018 gegenüber dem zweiten Quartal 2017 zu entnehmen. Die unterschiedliche Verteilung der EinsMan-Maßnahmen auf die Regelzonen begründet sich insbesondere mit der regional unterschiedlichen Einspeisemenge aus Erneuerbaren Energien. In 2017 entfielen auf die Regelzone von TenneT ca. 46,2 Prozent der eingespeisten Jahresarbeit aus Erneuerbaren Energien, auf 50 Hertz ca. 28,6 Prozent, auf Amprion ca. 18,4 Prozent und auf die Regelzone von TransnetBW ca. 6,8 Prozent⁹. Es ist davon auszugehen, dass sich diese Verteilung in 2018 nicht maßgeblich verändert hat.

Dass in der Amprion Regelzone nur wenige Anlagen abgeregelt werden, ist nicht damit gleichzusetzen, dass Amprion keine EinsMan-Maßnahmen anfordert und Kosten für diese geltend machen kann. Bei erhöhter Windeinspeisung führt insbesondere die Belastung der Kuppelleitungen im Norden zwischen TenneT und Amprion zu EinsMan-Maßnahmen, die von Amprion mit angefordert werden.

Die in der nachfolgenden Tabelle aufgeführten Entschädigungszahlungen beziehen sich auf die Ausfallarbeit in der Regelzone und sind nicht die Entschädigungszahlungen, die von dem jeweils ausgewiesenen ÜNB zu tragen sind bzw. abgerechnet werden können. Tabelle 14 zeigt daher in erster Linie, dass die Abregelungsmengen übereinstimmend mit den Entschädigungsansprüchen für Anlagenbetreiber sind.

⁹Vgl.: <https://Netztransparenz> > EEG > Jahresabrechnungen

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im zweiten Quartal 2018 und zweiten Quartal 2017

Regelzone	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung
	Quartal 2 2018				Quartal 2 2017			
TenneT	775,29	82,0%	85.384.871	83,5%	1.167,45	85,6%	127.712.444	87,2%
50Hertz	162,17	17,2%	16.041.720	15,7%	195,35	14,3%	18.596.732	12,7%
Amprion	6,41	0,7%	702.666	0,7%	0,26	0,0%	29.257	0,0%
TransnetBW	1,19	0,1%	107.814	0,1%	0,74	0,1%	66.221	0,0%
Gesamt	945,05	100%	102.237.071	100%	1.363,80	100%	146.404.653	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 14: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im zweiten Quartal 2018 gegenüber dem zweiten Quartal 2017

3.4 Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG im zweiten Quartal 2018

Im zweiten Quartal 2018 haben zwei Verteilernetzbetreiber Anpassungen von Stromeinspeisungen nach § 13 Abs. 2 EnWG angewiesen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 4,1 GWh verteilt über drei Bundesländer. Im Vergleich mit dem zweiten Quartal 2017 ist hier für das zweite Quartal 2018 eine Erhöhung um rund 1,9 GWh festzustellen.

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

Verteilung der Anpassungsmaßnahmen (Anpassungen von Stromeinspeisungen) nach Energieträgern im zweiten Quartal 2018

Energieträger	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung
Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil)	4,09	99,6%
Erdgas	0,02	0,4%
Gesamt	4,11	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 15: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im zweiten Quartal 2018

In der nachfolgenden Tabelle 16 ist die Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern zu sehen. Im zweiten Quartal 2018 wurden nur in Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen Maßnahmen durchgeführt.

Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im zweiten Quartal 2018 und zweiten Quartal 2017

Bundesland	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh		Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	
	Quartal 2 2018	Prozentuale Verteilung	Quartal 2 2017	Prozentuale Verteilung
Brandenburg	3,98	97,0%	1,94	89,6%
Sachsen-Anhalt	0,10	2,5%	0,23	10,4%
Thüringen	0,02	0,4%	-	0,0%
Gesamt	4,11	100%	2,17	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 16: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im zweiten Quartal 2018 gegenüber dem zweiten Quartal 2017

4 Drittes Quartal 2018

4.1 Zusammenfassung für das dritte Quartal 2018

4.1.1 Redispatch

Die gesamten Einspeisereduzierungen beliefen sich im dritten Quartal 2018 auf 1.571 GWh, die Einspeiserhöhungen von Marktkraftwerken auf 1.411 GWh und die Einspeiserhöhungen durch den Einsatz von Reservekraftwerken auf 120 GWh¹⁰. Die für die Marktkraftwerke angefallenen Kosten¹¹ liegen nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei etwa 76,9 Mio. Euro zzgl. rund 5,4 Mio. Euro für Countertrading Maßnahmen. Die Redispatchkosten im dritten Quartal 2018 liegen damit über den Kosten im dritten Quartal 2017 (Q3 2017: 59,3 Mio. Euro).

Insgesamt wurden Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von rund 3.068 GWh¹² angefordert. Davon wurden 2.640 GWh auf Basis von Einzelüberlastungen und 428 GWh auf Basis des 4-ÜNB Prozesses abgerufen.

Für Einzelüberlastungsmaßnahmen lag die Dauer der Belastungen bei 3.016 Stunden. Die Dauer der Überlastung lässt sich nur für Einzelüberlastungsmaßnahmen darstellen.

4.1.2 Einsatz Netzreservekraftwerke¹³

Insgesamt wurden im dritten Quartal 2018 an 43 Tagen Netzreserveabrufe mit einer Gesamtarbeit von rund 120 GWh getätigt. Nach einer ersten Schätzung der ÜNB lagen die Kosten für den Abruf bei 12,4 Mio. Euro. Die Einsatztage bewegten sich damit auf einem höheren Niveau als im dritten Quartal 2017 (Q3 2017: 12 Tage), die geleistete Arbeit hat sich um etwa 70 GWh erhöht (Q3 2017: 58 GWh).

4.1.3 Einspeisemanagement (EinsMan)

Im dritten Quartal 2018 ist die Summe der Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen mit rund 723 GWh auf normalem Niveau. Vergleicht man diesen Wert mit dem dritten Quartal 2017, ergibt sich eine Erhöhung der Menge an Ausfallarbeit um rund 288 GWh (Q3 2017: 435 GWh).

Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für das dritte Quartal 2018 auf rund 78 Mio. Euro und sind somit im Vergleich zum dritten Quartal 2017 um rund 30 Mio. Euro gesunken (Q3 2017: 48 Mio. Euro).

4.1.4 Anpassungsmaßnahmen

Im dritten Quartal 2018 hat ein Verteilernetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen angewiesen. Dabei kam es in zwei Bundesländern zu Anpassungen von Stromeinspeisungen im Umfang von rund 1,2 GWh.

¹⁰ Dieser Gesamtwert über den Einsatz von Netzreservekraftwerken enthält auch Probestarts und Testfahrten in Höhe von rund 34 GWh.

¹¹ Alle Angaben zu Redispatchkosten ohne Netzreservekraftwerke.

¹² Dieser Gesamtwert über die Anforderungen aufgrund von Engpässen enthält keine Probestarts und Testfahrten.

¹³ Detaillierte Informationen zur Netzreserve: www.bundesnetzagentur.de/netzreserve

Im Vergleich zum dritten Quartal 2017 hat sich die Menge der Anpassungsmaßnahmen um rund 0,9 GWh verringert (Q3 2017: 3,1 GWh). Die per definitionem entschädigungslosen Maßnahmen erfolgen zumeist in besonderen Erzeugungs- und Netzkonstellationen, die nicht verallgemeinerungsfähig sind.

4.2 Redispatchentwicklung im dritten Quartal 2018

Die gesamten Einspeisereduzierungen beliefen sich im dritten Quartal 2018 auf 1.564 GWh, die Einspeiserhöhungen von Marktkraftwerken auf 1.411 GWh und die Einspeiserhöhungen durch den Einsatz von Reservekraftwerken auf 120 GWh¹⁴. Insgesamt wurden Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von 3.068 GWh¹⁵ angefordert. Im Vergleich zum dritten Quartal 2017 ist die Menge der Anforderungen demnach gestiegen.

Die für die Marktkraftwerke angefallenen Kosten lagen im dritten Quartal 2018 nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei etwa 76,9 Mio. Euro (ohne Countertradingkosten [siehe dazu unten 3.2.3]) und damit über den Kosten für das dritte Quartal 2017 (Q3 2017: 59,3 Mio. Euro).

Die Verteilung dieser Kosten auf die vier ÜNB ist in Tabelle 17 dargestellt.

Vorläufige Kostenschätzung für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken im dritten Quartal 2018

Netzgebiet	Geschätzte Kosten in Mio. Euro
Regelzone TenneT	54,5
Regelzone 50Hertz	8,0
Regelzone TransnetBW	2,7
Regelzone Amprion	11,6
Gesamt	76,9*

*Durch Rundungen kann der angegebene Gesamtwert von der Summe der Einzelwerte abweichen.

Tabelle 17 Vorläufige Kostenschätzung für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken (ohne Countertradingkosten) im dritten Quartal 2018

Die operative Redispatcheinsatzplanung gliedert sich in unterschiedliche Prozessschritte. Dabei wird in diesem Bericht zwischen Einzelüberlastungsmaßnahmen die in einer Regelzone auftreten und Maßnahmen aus dem 4-ÜNB Prozess unterschieden. Bei letzteren wird durch die vier ÜNB gemeinsam eine frühzeitige Einsatzplanung auf Basis von Modellrechnungen durchgeführt.

¹⁴ Dieser Gesamtwert über den Einsatz von Netzreservekraftwerken enthält auch Probestarts und Testfahrten. Diese werden von den Netzbetreibern insbesondere in den Sommermonaten durchgeführt, da die Netzreservekraftwerke vorläufig stillgelegt sind und sonst nicht am Markt agieren.

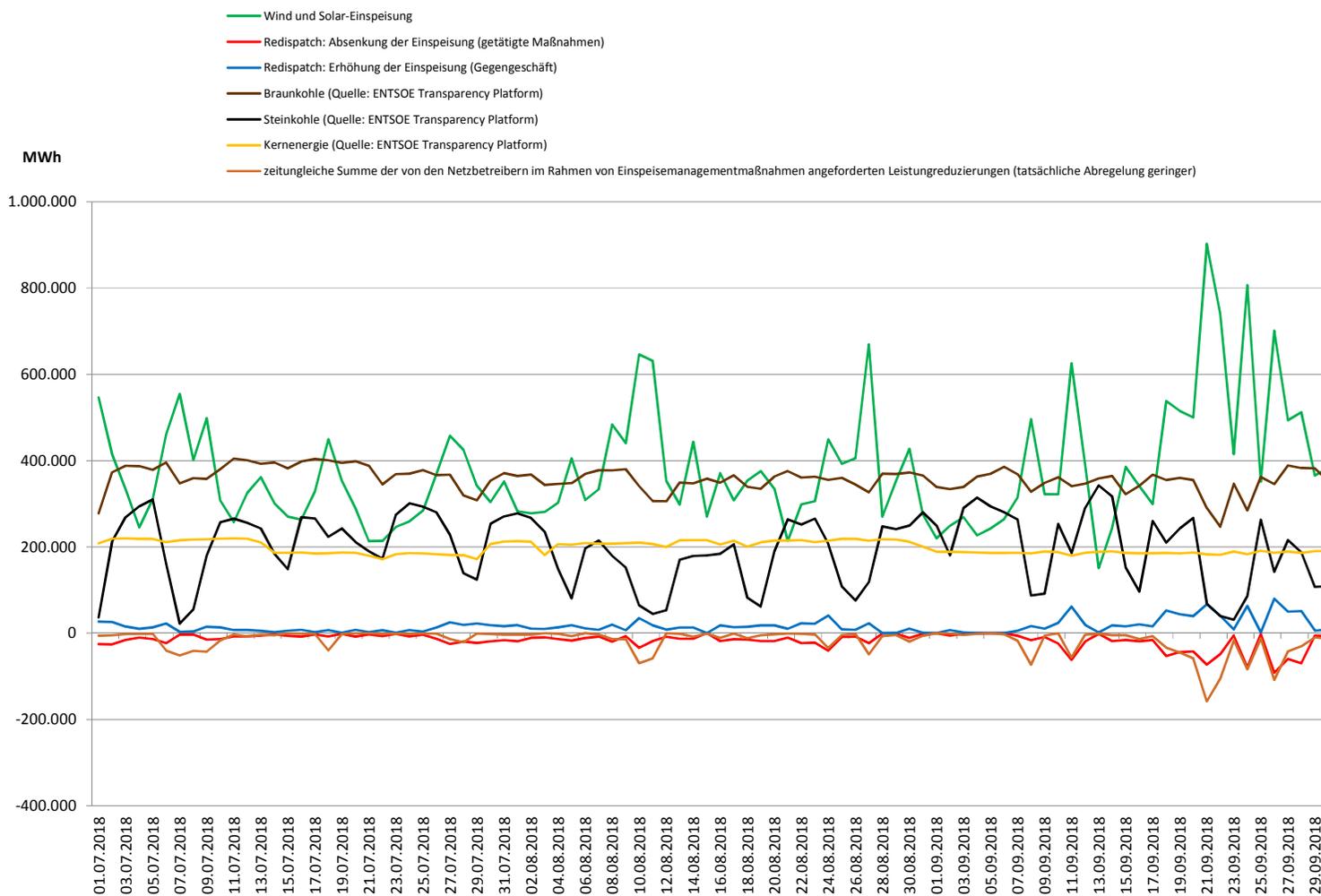
¹⁵ Dieser Gesamtwert über die Anforderungen aufgrund von Engpässen oder Spannungshaltung enthält keine Probestarts und Testfahrten.

Da diese 4-ÜNB-Maßnahmen in 2017 stark an Bedeutung gewonnen hatten, wurde von der Bundesnetzagentur in Absprache mit den ÜNB ein neues Meldeverfahren etabliert, welches die Kraftwerkseinsätze im Redispatch genau abfragt und eine Unterscheidung zwischen den Maßnahmenarten ermöglicht.

Im dritten Quartal 2018 wurden rund 86 Prozent der Redispatchmaßnahmen aufgrund von Überlastungen in einer Regelzone oder auf Kuppelleitungen durchgeführt. Auf die 4-ÜNB Maßnahmen entfielen die restlichen 14 Prozent der Maßnahmen.

Abbildung 7 stellt die Redispatchmaßnahmen aller Maßnahmenarten im Zusammenhang mit der Einspeisung aus unterschiedlichen Energieträgern dar.

Tägliche Erzeugungsmenge je Energieträger und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im Q3 2018 in MWh¹



¹In dieser Abbildung wird der Zusammenhang zwischen der Einspeisung verschiedener Energieträger und Redispatch bzw. EinsMan-Maßnahmen dargestellt. Es gibt weitere Ursachen für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen.

Abbildung 7 Erzeugung und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im dritten Quartal 2018

4.2.1 4-ÜNB Vorab-Maßnahmen

Die gemeinsamen Anforderungen aller vier ÜNB beruhen auf Modellierungsergebnissen, die sowohl im Vorfeld des Marktergebnisses als auch danach für ganz Deutschland durchgeführt werden. Die frühzeitige Optimierung der Kraftwerkseinsatzplanung ist unter anderem notwendig, um Netzreservekraftwerke mit einer längeren Vorlaufzeit rechtzeitig anfordern zu können. Zudem ermöglicht die gemeinsame Modellierung Koordinierungsgewinne, so dass von einer effizienten Auswahl der eingesetzten Kraftwerke ausgegangen werden kann. Aus den Berechnungen resultieren sowohl Anforderungen von Netzreservekraftwerken als auch die Einsatzplanung für Marktkraftwerke, die nach Vorliegen des Marktergebnisses angefordert werden. Insgesamt wurden auf Basis der 4-ÜNB-Vorab-Maßnahmen 241 GWh abgeregelt und 187 GWh heraufgefahren. Der Anteil dieser Maßnahmen an der gesamten Redispatch- und Netzreservemenge macht demnach 14 Prozent aus. Dabei wurden nur strombedingte Redispatchmaßnahmen im Rahmen des 4-ÜNB Prozess gemeldet.

Eine mengenmäßige Zuordnung der gemeinsam angeforderten Maßnahmen zu einzelnen, verursachenden Netzelementen ist laut ÜNB nicht möglich. Eine Indikation besonders überlasteter Netzelemente bieten die Dauer und Auslastungsfaktoren der Leitungen aus den Modellergebnissen. Tabelle 18 zeigt dabei diejenigen Netzelemente oder Netzgebiete, die im zweiten Berechnungslauf der Modellierung für das dritte Quartal 2018 in der Dauer der Auslastung Werte größer als 100 Stunden aufzeigten.

Dabei zeigt sich zum großen Teil eine Übereinstimmung der Netzelemente, die maßgeblich 4-ÜNB Vorab-Maßnahmen auslösen, mit den unter 3.2.2 dargestellten Netzelementen.

**Überlastete Netzgebiete im 4-ÜNB Prozess
(2. Berechnungslauf, > 100 Stunden Überlastung), drittes Quartal 2018**

Betroffene Netzgebiete	Regelzone
Gebiet Vierraden-Pasewalk/ Vierraden-Neuenhagen	50 Hertz
Landesbergen-Sottrum	TenneT
Sottrum-Huntorf-Conneforde-Unterweser	TenneT
Gebiet Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr)	TenneT/ Amprion
Gebiet Rommerskirchen/ Oberzier/Sechtem	Amprion
Daxlanden-Weingarten Germersheim	50 Hertz
Gronau-Hanekenfähr-Gronau	Amprion
Hamburg Ost - Hamburg Nord	TenneT
Sittling-Altheim-Simbach-St. Peter	TenneT
Bärwalde-Schmölln	50 Hertz
Kriegenbrunn-Redwitz	50 Hertz
Bergshausen Borken	TenneT

Tabelle 18 Überlastete Netzelemente im 4-ÜNB Prozess (2. Berechnungslauf, > 100 Stunden), Drittes Quartal 2018

4.2.2 Einzelüberlastungsmaßnahmen

Die Menge der Einspeisereduzierungen durch Einzelüberlastungsmaßnahmen umfasste im dritten Quartal 2018 ein Volumen von ca. 1.334 GWh. Die zum Ausgleich getätigten Anpassungen durch Einspeiserhöhungen beliefen sich auf ca. 1.307 GWh. Damit betrug die gesamte Menge dieser Redispatcheingriffe (Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen) im dritten Quartal 2018 rund 2.641 GWh.

Für das zweite Quartal 2018 wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen durch Einzelüberlastungen in einer Regelzone mit einer Gesamtdauer von rund 2.755 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 und steht nicht im Bezug zu den 8.760 Stunden eines Jahres. Insgesamt wurden an 88 Tagen des Quartals entsprechende Eingriffe angewiesen.

Nachfolgende Tabelle fasst die Angaben zum Redispatch durch Einzelüberlastungsmaßnahmen im dritten Quartal 2018 zusammen.

Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen im dritten Quartal 2018

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge Einspeisereduzierungen in GWh ¹	Gesamtmenge (Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen) in GWh
Regelzone TenneT	2.115	1.100	2.188
Regelzone 50Hertz	80	28	55
Regelzone TransnetBW	276	54	92
Regelzone Amprion	285	162	315
Gesamt	2.755	1.334	2.641

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.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 19: Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen nach ÜNB Regelzonen im dritten Quartal 2018

4.2.2.1 Strombedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen

In der Mehrzahl mussten im dritten Quartal 2018 strombedingte Redispatchmaßnahmen durchgeführt werden. In Summe wurden für diese Maßnahmen entsprechende Überlastungen mit einer Gesamtdauer von 2.049 Stunden gemeldet und Maßnahmen mit einem Volumen an Einspeisereduzierungen von 1.203 GWh veranlasst.

Für diese Maßnahmen ist im Vergleich zum dritten Quartal 2017 die Dauer um 272 Stunden (Q3 2017: 1.777 Stunden) sowie die Menge der Einspeisereduzierungen durch strombedingten Redispatch um 381 GWh gestiegen (Q3 2017: 822 GWh).

Tabelle 20 zeigt, dass für Einzelüberlastungsmaßnahmen die am stärksten belasteten Netzelemente im dritten Quartal 2018 die Leitungen im Gebiet Sittling bis ins österreichische St. Peter waren. Ebenfalls hoch belastet waren die Leitungen von Dörpen nach Hanekenfähr, welche insbesondere Offshore-Strom von Windparks aus der Nordsee transportieren.

Die Nummerierung der in Tabelle 20 dargestellten Netzelemente ist nicht als Rangfolge zu verstehen, da sich aufgrund der nicht dargestellten Maßnahmen aus den 4-ÜNB-Vorab-Maßnahmen eine Verschiebung der Mengen ergeben würde. Die Nummern dienen der Identifizierung der Netzelemente in der Karte (Abbildung 8), welche die kritischen Netzelemente (Anzahl der Stunden je Leitung ≥ 12) aus der Tabelle ihrer jeweiligen geographischen Lage zuordnet.

Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im dritten Quartal 2018

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone ¹	Dauer (in Std.)	Menge Einspeise-reduzierungen (in GWh)	Menge Einspeise-erhöhung (in GWh)
1	Gebiet Sittling-St. Peter(AT) (Sittling-Altheim-Simabach-St. Peter)	TenneT	520	591	590
2	Gebiet Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekefähr (Amprion Regelzone))	TenneT/Amprion	207	134	117
3	Gebiet Altbach (Altbach Trafo, Altbach-Wendlingen, Altbach-Mühlhausen)	TransnetBW	133	17	17
4	Pleinting - Sankt Peter/APG	TenneT	101	83	83
5	Gebiet Oberzier- Sechtem - Paffendorf (Leitung Sechtem Süd/Nord)	Amprion	94	57	57
6	Dollern-Wilster	TenneT	71	29	27
7	Gebiet Rommerskirchen-Paffendorf (Paffendorf Süd/Nord)	Amprion	60	29	29
8	Lehrte-Mehrum	TenneT	49	6	6
9	Gebiet Lehrte (Lehrte-Godenau, Godenau-Erzhausen-Hardeggen-Göttingen)	TenneT	48	11	11
10	Hamburg Nord - Hamburg Ost	50Hertz/TenneT	45	13	13
11	Goldgrund (Maximiliansau-Daxlanden)	Amprion/TransnetBW	42	15	15
12	Gebiet Conneforde (Sottrum - Huntorf - Conneforde, Conneforde Transformator)	TenneT	26	8	8
13	Landesbergen-Sottrum	TenneT	24	12	11
14	Mecklar-Dipperz	TenneT	23	14	14
15	Borken-Gießen-Dillenburg	TenneT	23	12	12
16	Gebiet Bärwalde (Graustein-Bärwalde, Bärwalde-Schmölln)	50Hertz	22	7	7
17	Pasewalk-Vierraden	50Hertz	18	5	5
18	Grohnde-Vörden-Bergshausen	TenneT	13	11	10
19	Leitung Mecklar (TenneT) - Vieselbach	50Hertz/TenneT	13	10	10

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

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 20: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im dritten Quartal 2018

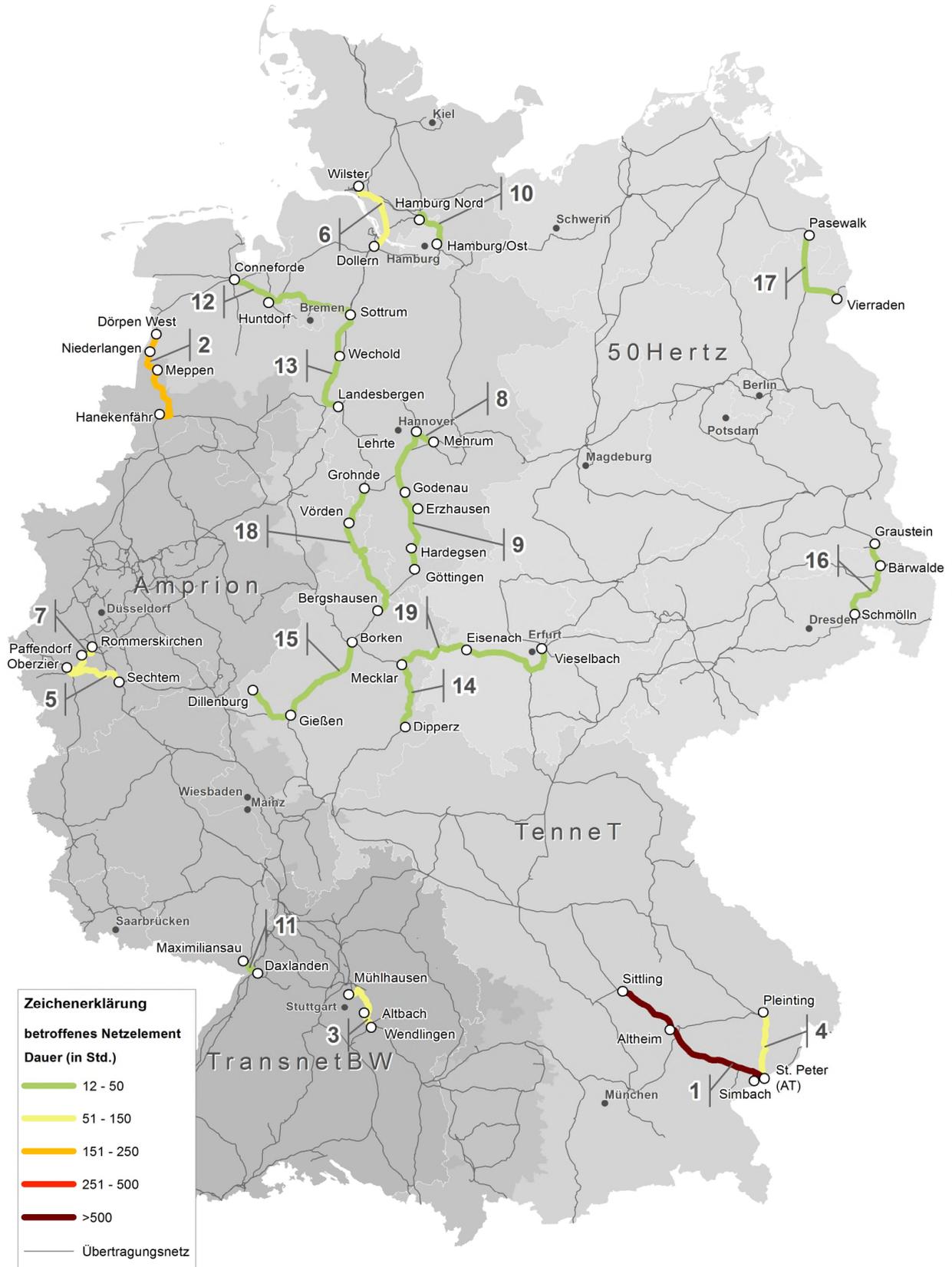


Abbildung 8: Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im dritten Quartal 2018 gemäß Meldungen der ÜNB

4.2.2.2 Spannungsbedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen

Neben den strombedingten Redispatchmaßnahmen wurden im dritten Quartal 2018 spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen nach dem Anfordererprinzip von insgesamt etwa 661 Stunden gemeldet. Das Volumen der getätigten Maßnahmen belief sich dabei auf ca. 131 GWh. Hinzu kommen Gegengeschäfte in Höhe von ca. 124 GWh. Der Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch ist im Vergleich zum dritten Quartal 2017 auf einem niedrigeren Niveau. Die Dauer ist im Vergleich zum dritten Quartal 2017 um 421 Stunden (Q3 2017: 1.082 Stunden), die Menge der getätigten Maßnahmen (ohne Gegengeschäft) ist um 60 GWh gesunken (Q3 2017: 191 GWh).

Eine genaue Aufteilung der betroffenen Netzelemente und Netzgebiete ist Tabelle 21 zu entnehmen.¹⁶

Laut ÜNB ist in den Sommermonaten allgemein mit einem höheren Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch zu rechnen als in den Wintermonaten. Generell führt eine niedrigere Last 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. Zurzeit erfolgt die Blindleistungsbereitstellung vor allem über konventionelle Erzeugungsanlagen. In den Sommermonaten und insbesondere an den Wochenenden, sind einige konventionelle Kraftwerke durch den geringen Strombedarf nicht am Markt verfügbar, so dass deren Einsatz zur Blindleistungsbereitstellung über eine Redispatchmaßnahme notwendig wird.

Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im dritten Quartal 2018¹

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge getätigte Maßnahmen in GWh
Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte	595	122
davon Ovenstädt-Bechterdissen-Borken	91	18
davon Netzgebiet Borken (Borken-Dipperz-Großkrotzenburg, Gießen, Karben)	504	104
Regelzone TenneT: Netzgebiet Süd	15	2
davon Netzgebiet Oberbayern	15	2
Regelzone TransnetBW	51	7
davon Gebiet Altbach-Wendlingen-Daxlanden	51	7

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 21: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im dritten Quartal 2018

4.2.3 Countertrading

Anders als beim herkömmlichen Redispatch, bei dem spezifische Kraftwerke abgeregelt bzw. hochgefahren werden, verfolgen Countertrading-Maßnahmen das Ziel, Engpässe zwischen zwei Gebotszonen zu beheben.

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

Dabei findet kein konkreter Eingriff in die Kraftwerkseinsätze statt, vielmehr wird über gezielte, gebotszonenübergreifende Handelsgeschäfte versucht, den Engpass auf der Grenzkuppelleitung zu entlasten. Aus diesem Grund sind Countertrading-Maßnahmen vornehmlich für diejenigen Engpassituationen geeignet, in denen aus netztopologischen Gründen eine Aktivierung konkreter Kraftwerke nicht erforderlich ist.

Countertrading-Maßnahmen machten im dritten Quartal 2018 rund 240 GWh der Redispatchgesamtmenge aus und sind Bestandteil der Einzelüberlastungsmaßnahmen. Die Kosten für Countertrading lagen bei rund 5,4 Mio. Euro.

4.2.4 Einsatz Netzreserve

Insgesamt wurden im dritten Quartal 2018 an 43 Tagen Netzreserveabrufe mit einer Gesamtarbeit von rund 120 GWh getätigt. Netzreservekraftwerke werden sowohl als 4-ÜNB-Vorab-Maßnahme als auch als Einzelüberlastungsmaßnahmen angefordert. Nach einer ersten Schätzung der ÜNB lagen die Kosten für den Abruf bei rund 12,4 Mio. Euro. Die vorläufigen Vorhaltekosten für das Gesamtjahr 2018 belaufen sich auf 197,7 Mio. Euro. Die Einsatztage bewegten sich damit auf einem deutlich höheren Niveau als im dritten Quartal 2017 (Q3 2017: 14 Tage), die geleistete Arbeit hat sich um etwa 53 GWh erhöht (Q3 2017: 67 GWh).

Tabelle 22 enthält eine Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im dritten Quartal 2018. Der „Einsatz-Durchschnitt in MW“ zeigt eine durchschnittlich angeforderte Leistung pro Einsatztage. Dieser Durchschnittswert war im Juli 2018 mit 299 MW am höchsten. Die maximale Leistungsanforderung der Netzreservekraftwerke lag mit 900 MW im Juli 2018.

Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im dritten Quartal 2018

	Tage	Einsatz-Durchschnitt in MW	Maximale Leistungsanforderung in MW	MWh Summe
Juli	23	299	900	71.425
August	17	215	230	48.440
September	3	46	86	260
Gesamt	43			120.125

Quelle: Redispatch-Kraftwerkseinsatzmeldungen der ÜNB an die Bundesnetzagentur

Tabelle 22: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im dritten Quartal 2018

4.2.5 Kraftwerkseinsätze Redispatch

Im dritten Quartal 2018 wurde von inländischen Marktkraftwerken und von in- und ausländischen Reservekraftwerken eine Gesamtmenge von 1.887 GWh (1.286 GWh Einspeisereduzierungen und 601 GWh Einspeiserhöhungen) zur Behebung von Netzengpässen erbracht. Die Differenz zwischen Einspeisereduzierung – und -erhöhung kommt u. a. dadurch zustande, dass bei grenzüberschreitenden Redispatchmaßnahmen auch Marktkraftwerke von ausländischen ÜNB angewiesen werden. Diese Anweisungen werden in den folgenden Auswertungen nicht betrachtet. Netzreservekraftwerke im Ausland sind wiederum in der Betrachtung enthalten, da diese direkt vom deutschen ÜNB angewiesen werden.

Abbildung 9 zeigt die Energieträger der zum Redispatch herangezogenen Kraftwerke. Den Energieträger Braunkohle betrafen dabei knapp 50 Prozent der abgesenkten Mengen im dritten Quartal 2018. Bei den Einspeiserhöhungen spielen Braunkohlekraftwerke keine Rolle. Hier wurden im dritten Quartal 2018 insbesondere Steinkohlekraftwerke eingesetzt, die mit 45 Prozent am meisten für Einspeiserhöhungen herangezogen wurden. Ein Teil der Redispatchmenge wird an der Börse beschafft, diese Mengen können keinem Energieträger zugeordnet werden und fallen daher in die Kategorie „Unbekannt“. Im Wesentlichen finden sich hier die über die Börse beschafften Ausgleichsgeschäfte für den Spannungsbedingten Redispatch wieder, Countertradinggeschäfte sind in diesem Wert nicht enthalten. Bei einigen wenigen Einsätzen ist dem ÜNB die verwendete Brennstoffart des Kraftwerks nicht bekannt, diese werden ebenfalls unter der Kategorie „Unbekannt“ zusammengefasst. Bei Kraftwerken, die mit mehreren Energieträgern betrieben werden, kann nur ein Hauptenergieträger gemäß der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur ausgewertet werden. In diesem Fall wird die Redispatchmenge dem Hauptenergieträger zugeordnet.

Redispatch Kraftwerkseinsätze nach Energieträgern im deutschen Stromnetz (inkl. ausländische Reservekraftwerke), drittes Quartal 2018 in GWh

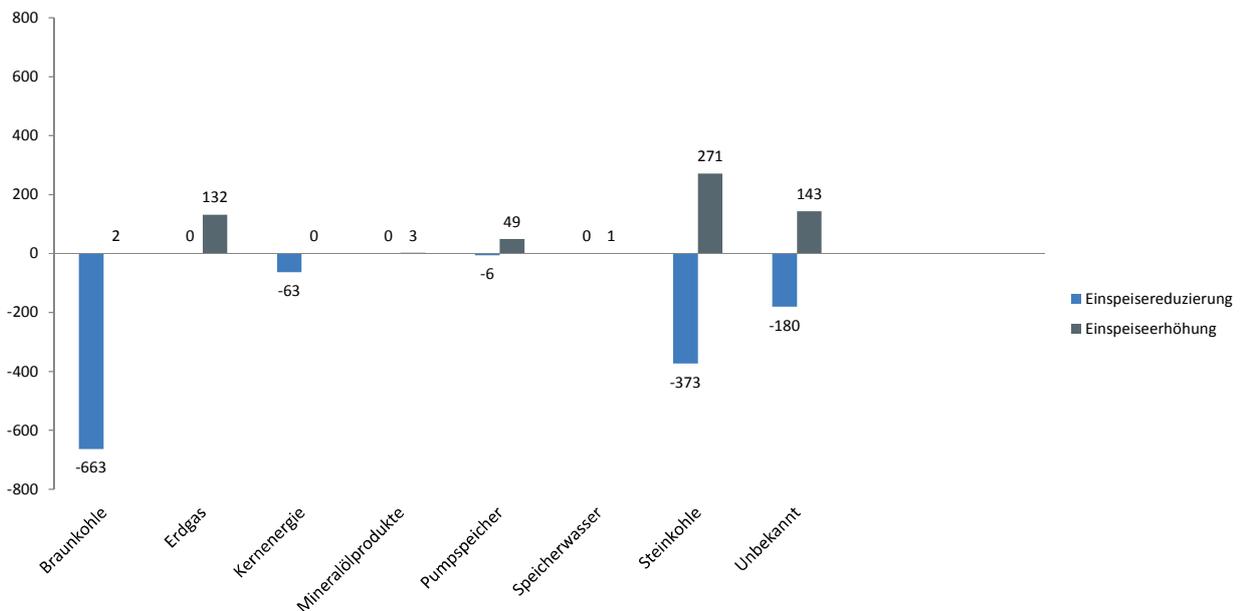
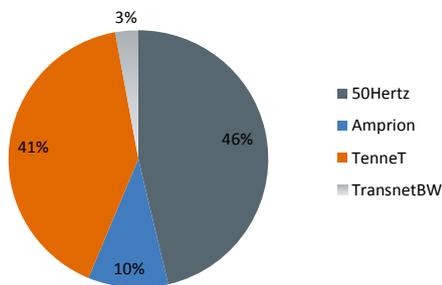


Abbildung 9: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im dritten Quartal 2018

Einspeisereduzierungen und -erhöhungen verteilen sich der Menge nach unterschiedlich auf die jeweilig anweisenden ÜNB. Der anweisende ÜNB ist in der Regel der ÜNB, in dessen Regelzone sich das Kraftwerk befindet, welches zum Redispatch eingesetzt wird. Bei Netzreservekraftwerken ist derjenige ÜNB der anweisende, der den Vertrag mit dem Kraftwerk abgeschlossen hat. Abbildung 10 zeigt die Verteilung der Kraftwerksanweisung auf die einzelnen ÜNB unabhängig von der Lokalisation der auslösenden Ursache. Diese kann in einer anderen Regelzone liegen. Der Einsatz wird dann von dem dort verantwortlichen ÜNB oder bei 4-ÜNB Vorab-Maßnahmen gemeinschaftlich bei dem ÜNB angefordert, in dessen Regelzone das benötigte Kraftwerk liegt. Im dritten Quartal 2018 wurden 46 Prozent der reduzierten Mengen von 50Hertz angewiesen, gefolgt von TenneT (41 Prozent). Im Vergleich deutlich weniger Einspeisereduzierungen wurden von Amprion (10 Prozent) und TransnetBW (3 Prozent) angewiesen. Der Hauptteil der Einspeiserhöhungen von inländischen Marktkraftwerken und von Reservekraftwerken im In- und Ausland entfiel mit einem

Anteil von 47 Prozent auf die TenneT-Regelzone. In der TransnetBW Regelzone wurden 40 Prozent der Einspeiserhöhungen vorgenommen.

Einspeisereduzierung im dritten Quartal 2018



Einspeiserhöhung im dritten Quartal 2018

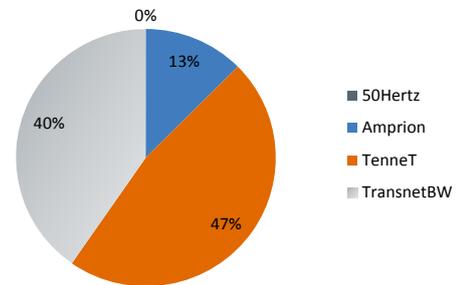


Abbildung 10 Angewiesene Einspeisereduzierungen und -erhöhungen nach Regelzone im dritten Quartal 2018 als Anteil an der gesamten reduzierten bzw. erhöhten Redispatchmenge.

Die Karten in den Abbildungen 11 und 12 zeigen, wie sich die Kraftwerkseinsätze auf einzelne Bundesländer verteilen. Dabei zeigt sich, dass insbesondere in den Bundesländern Baden-Württemberg und Hessen Kraftwerke heraufgefahren wurden, um Netzengpässe zu beheben, während vor allem in Brandenburg, Niedersachsen, Sachsen und Nordrhein-Westfalen Leistungsreduzierungen vorgenommen wurden. Dabei werden keine ausländischen Netzreserve- und Marktkraftwerke mit aufgeführt.

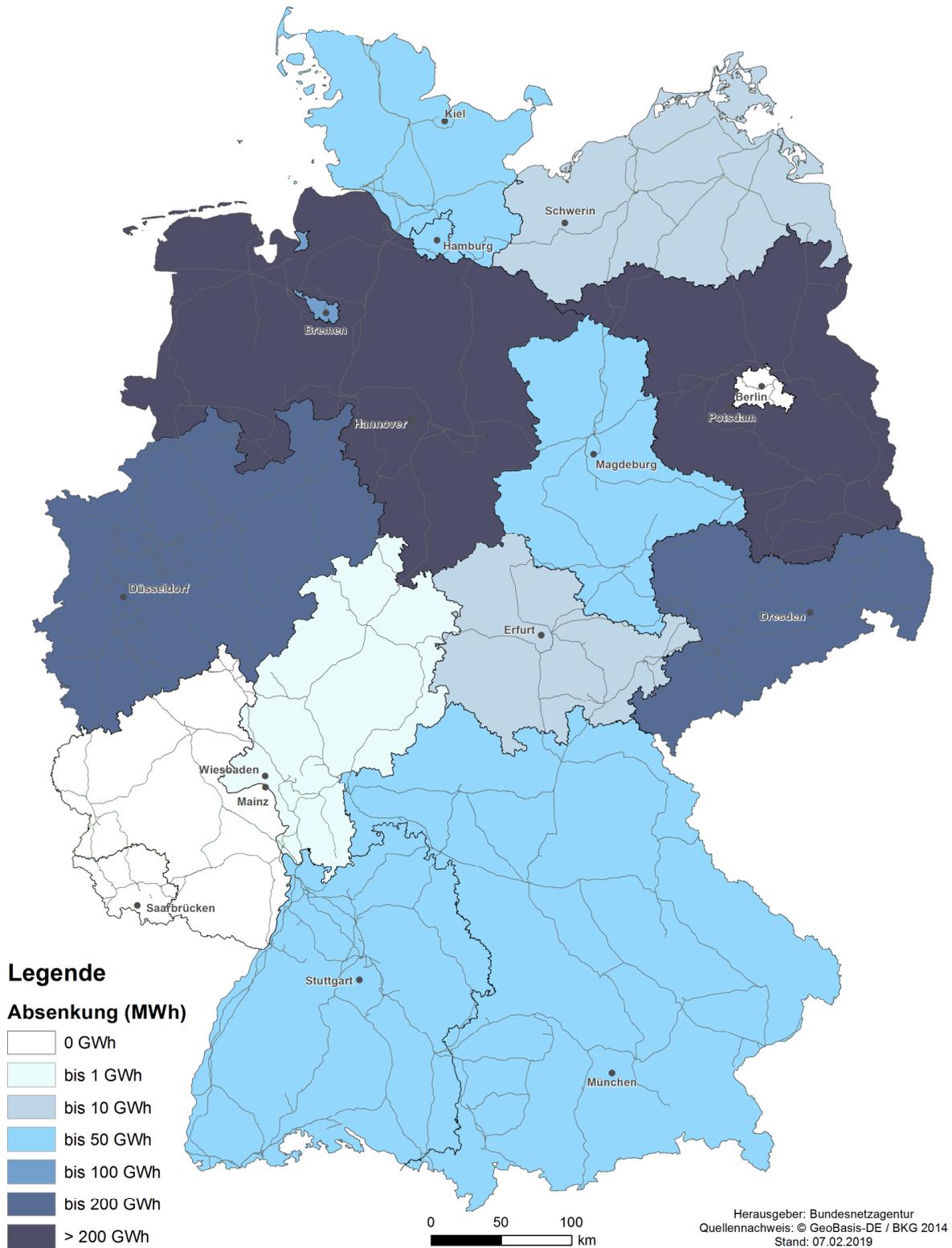


Abbildung 11 Kraftwerksreduzierungen auf Anweisung der deutschen ÜNB im dritten Quartal 2018

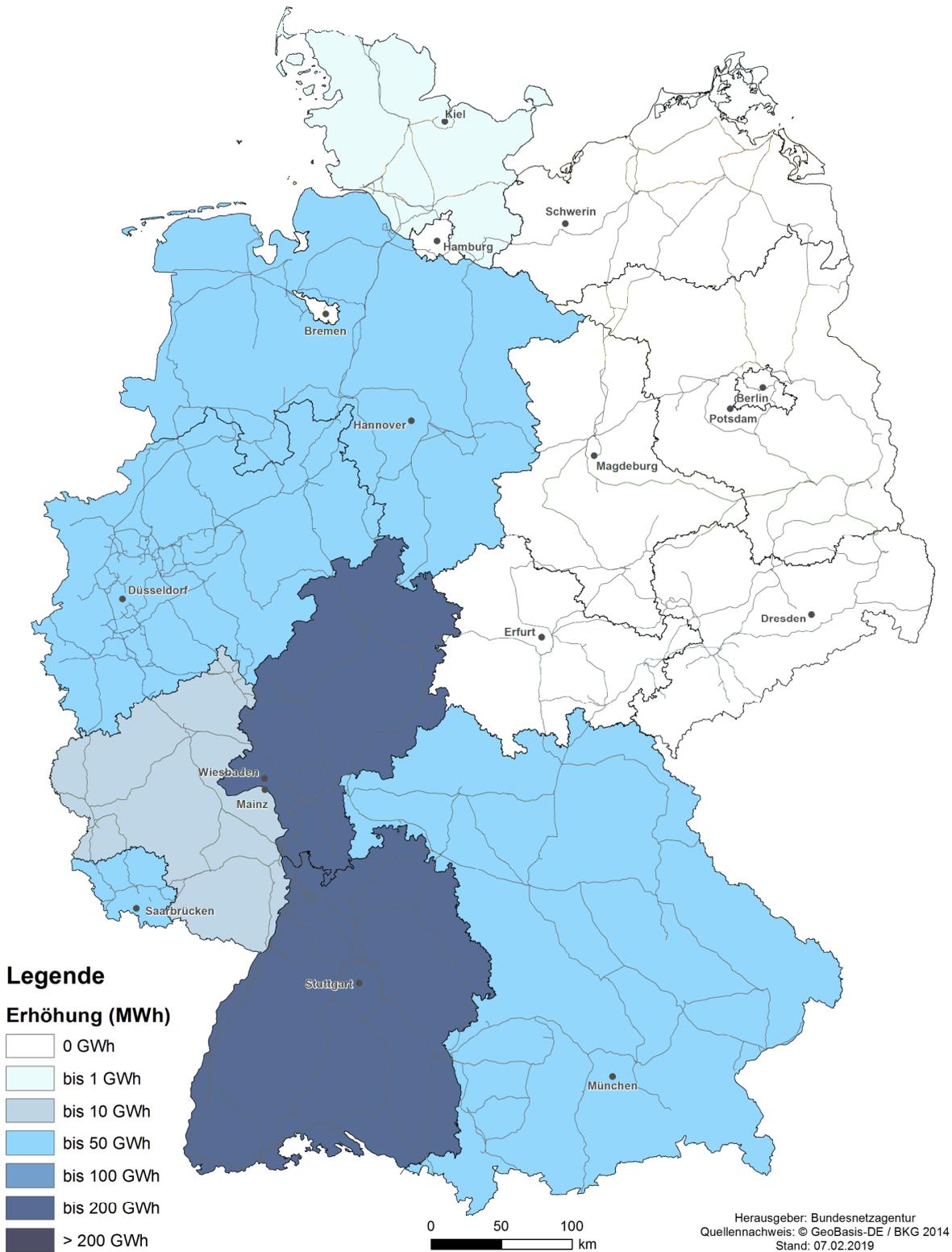


Abbildung 12 Kraftwerkserhöhung auf Anweisung der deutschen ÜNB im dritten Quartal 2018

4.3 Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG im dritten Quartal 2018

Im dritten Quartal 2018 wurden durch die ÜNB und VNB rund 723 GWh Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen gemeldet. Vergleicht man diesen Wert mit dem dritten Quartal 2017, so ergibt sich eine Erhöhung der Menge an Ausfallarbeit um rund 288 GWh (Q3 2017: 435 GWh).

Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für das dritte Quartal 2018 auf rund 78 Mio. Euro und sind somit im Vergleich zum dritten Quartal 2017 um rund 30 Mio. Euro gestiegen (Q3 2017: 48 Mio. Euro).

4.3.1 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern

Rund 60 Prozent der Ausfallarbeit und rund 53 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche entfallen im dritten Quartal 2018 auf Schleswig-Holstein. Es folgt Niedersachsen mit rund 24 Prozent. Die restlichen Abregelungen verteilen sich, wie in nachfolgender Tabelle dargestellt, auf elf weitere Bundesländer.

Bei der Betrachtung der prozentualen Verteilung der Bundesländer sind immer auch die absoluten Veränderungen der Ausfallarbeit zu beachten. In Niedersachsen zeigt sich dabei eine deutliche Zunahme der abgeregelten Mengen auf 173 GWh (Q3 2017: 64 GWh). Ursächlich für die Zunahme der EinsMan-Maßnahmen ist vor allem die Überlastung des Netzelements Dörpen West-nach Hanekenfähr (380kV-Leitung), das Niedersachsen (TenneT) mit Nordrhein-Westfalen (Amprion) verbindet.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2018 und dritten Quartal 2017 nach Bundesländern

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro		Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro		
			Prozentuale Verteilung				Prozentuale Verteilung		
Quartal 3 2018					Quartal 3 2017				
Schleswig-Holstein	430,79	59,6%	41.050.487	52,6%	245,98	56,6%	28.232.321	59,4%	
Niedersachsen	173,03	23,9%	25.187.636	32,3%	63,61	14,6%	7.798.820	16,4%	
Brandenburg	52,01	7,2%	5.541.029	7,1%	50,27	11,6%	5.466.147	11,5%	
Sachsen-Anhalt	32,44	4,5%	2.764.801	3,5%	34,94	8,0%	2.015.674	4,2%	
Mecklenburg-Vorpommern	19,79	2,7%	1.985.972	2,5%	16,66	3,8%	1.667.826	3,5%	
Nordrhein-Westfalen	6,48	0,9%	591.445	0,8%	4,69	1,1%	433.855	0,9%	
Rheinland-Pfalz	4,71	0,7%	518.199	0,7%	9,63	2,2%	861.284	1,8%	
Hamburg	1,70	0,2%	171.700	0,2%	-	-	-	-	
Bayern	1,18	0,2%	129.885	0,2%	0,15	0,0%	28.606	0,1%	
Baden-Württemberg	0,37	0,1%	31.742	0,0%	0,52	0,1%	45.114	0,1%	
Hessen	0,32	0,0%	792	0,0%	0,01	0,0%	675	0,0%	
Sachsen	0,19	0,0%	16.202	0,0%	0,74	0,2%	67.433	0,1%	
Thüringen	0,11	0,0%	11.054	0,0%	7,36	1,7%	918.156	1,9%	
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-	
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-	
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-	
Gesamt	723,10	100%	78.000.945	100%	434,57	100%	47.535.910	100%	

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 23: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im dritten Quartal 2018 gegenüber dem dritten Quartal 2017

4.3.2 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern

Der Energieträger Wind an Land (onshore) ist mit fast 80 Prozent der gesamten Ausfallarbeit und rund 64 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der mit Abstand am häufigsten abgeregelte Energieträger. Im Verhältnis zur Einspeisung von Windenergieanlagen an Land liegt die Abregelung dieses Energieträgers im dritten Quartal 2018 bei rund 3,8 Prozent.¹⁷

Weitere rund 15 Prozent der gesamten Ausfallarbeit fallen im dritten Quartal 2018 auf den Energieträger Wind auf See (offshore), der rund 26 Prozent der geschätzten Entschädigungsansprüche generiert. Vergleicht man die Werte für den Energieträger Wind auf See (offshore) mit dem dritten Quartal 2017, so ergibt sich eine Erhöhung der Menge an Ausfallarbeit um 47 GWh (Q3 2017: 62 GWh) und eine Steigerung der geschätzten Entschädigungsansprüche um rund 9 Mio. Euro (Q3 2017: 11 Mio. Euro). Somit ist die Zunahme der EinsMan-Maßnahmen insbesondere auf den Energieträger Wind auf See (offshore) zurückzuführen. Diese Entwicklung hatte sich bereits in den Gesamtjahresbetrachtungen 2016 und 2017 gezeigt und ist mit dem starken Zubau von Offshore Windenergieanlagen in den Jahren 2016 und 2017 zu begründen. Im Verhältnis zur Einspeisung¹⁷ von Offshore Windenergieanlagen lag die Abregelung im dritten Quartal 2018 bei rund 3 Prozent.

Die Ausfallarbeit aller Energieträger bezogen auf die gesamte Ausfallarbeit verteilt sich auf die einzelnen Energieträger wie in folgender Tabelle dargestellt.

¹⁷ Die Ermittlung des Verhältnisses erfolgt auf Basis der bei SMARD.de veröffentlichten Daten für die realisierte Einspeisung.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im dritten Quartal 2018 und dritten Quartal 2017

Energieträger	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro		Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	
			Quartal 3 2018	Prozentuale Verteilung			Quartal 3 2017	Prozentuale Verteilung
Wind (onshore)	575,48	79,6%	49.812.703	63,9%	336,60	77,5%	30.795.711	71,7%
Wind (offshore)	109,60	15,2%	20.303.259	26,0%	62,35	14,3%	11.386.377	15,9%
Solar	32,43	4,5%	6.943.017	8,9%	20,62	4,7%	4.637.163	11,2%
Biomasse einschl. Biogas	5,02	0,7%	904.766	1,2%	14,64	3,4%	689.793	1,3%
KWK-Strom	0,46	0,1%	29.053	0,0%	0,20	0,0%	11.253	0,0%
Deponie-, Klär- und Grubengas	0,09	0,0%	6.715	0,0%	0,06	0,0%	4.837	0,0%
Laufwasser	0,02	0,0%	1.432	0,0%	0,09	0,0%	9.056	0,0%
Energieträger unbekannt	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	723,10	100%	78.000.945	100%	434,55	100%	47.534.189	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 24: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im dritten Quartal 2018 gegenüber dem dritten Quartal 2017

4.3.3 Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen

Im dritten Quartal 2018 wurden rund 84 Prozent der Ausfallarbeit in den Verteilernetzen abgeregelt. Bei rund 16 Prozent wurden Anlagen abgeregelt, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Diese Verteilung stellt jedoch nicht dar, auf welcher Netzebene die Maßnahmen verursacht wurden und welche Netzebene die Entschädigungsansprüche tragen muss. Nach dem Anforderprinzip muss derjenige Netzbetreiber die Kosten in seiner Erlösobergrenze geltend machen, bei dem die Netzbelastung auftritt und nicht derjenige, in dessen Netzgebiet die Abregelung tatsächlich stattfindet. Letztlich tragen also diejenigen Letztverbraucher im Netzgebiet des verursachenden Netzbetreibers die Kosten. Die hohe Menge der im Verteilernetz abgeregelten erneuerbaren Erzeugung darf deshalb nicht zu dem Rückschluss führen, dass die Ursache der Abregelung überwiegend im Verteilernetz zu sehen ist. Hier zeigt sich, dass die weitaus meisten erneuerbaren Anlagen im Verteilernetz angeschlossen sind und deshalb auch Maßnahmen zur Entlastung der Umspannebene und der Übertragungsnetze im Verteilernetz erfordern.

Diese Unterscheidung zwischen Abregelungs- und Verursachungsebene kann durch die Zuordnung der Maßnahmen zur verursachenden Netzebene verdeutlicht werden. Ein großer Teil der Maßnahmen, die im Verteilernetz durchgeführt werden, wird in der Umspannebene zwischen ÜNB und VNB verursacht. Der Engpass liegt also zwischen den Ebenen, wird aber dem ÜNB zugeordnet, da dieser in der Regel die Kosten trägt. Für das dritte Quartal 2018 sind die Werte in der folgenden Tabelle 25 dargestellt.

In den Tabellen 26 und 27 werden die Abregelungen differenziert nach Bundesländern für das Übertragungsnetz und die Verteilernetze im dritten Quartal 2018 gegenüber dem dritten Quartal 2017 dargestellt.

Netzebenen der Abregelungen sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2018

	Anlagen im Übertragungsnetz	Anlagen im Verteilernetz
Ausfallarbeit in GWh	116,41	606,69
Prozentuale Verteilung (Ausfallarbeit)	16,1%	83,9%
Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber in Euro	20.985.839	57.015.105
Prozentuale Verteilung (Entschädigungsansprüche)	26,9%	73,1%
	Übertragungsnetz	Verteilernetz
Verursachung der Maßnahmen in GWh	574,7	148,37
Prozentuale Verteilung (Verursachung)	79,5%	20,5%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 25: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2018

Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im dritten Quartal 2018 und dritten Quartal 2017

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung	Quartal 3 2018				Quartal 3 2017			
					Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung
Niedersachsen	93,09	80,0%	17.357.833	82,7%	17,39	25,9%	3.272.677	27,6%				
Schleswig-Holstein	15,21	13,1%	2.808.240	13,4%	44,96	67,1%	8.113.700	68,4%				
Brandenburg	4,68	4,0%	472.630	2,3%	4,68	7,0%	472.680	4,0%				
Mecklenburg-Vorpommern	1,74	1,5%	175.437	0,8%	-	-	-	-				
Hamburg	1,70	1,5%	171.700	0,8%	-	-	-	-				
Sachsen-Anhalt	-	-	-	-	-	-	-	-				
Thüringen	-	-	-	-	-	-	-	-				
Nordrhein-Westfalen	-	-	-	-	-	-	-	-				
Sachsen	-	-	-	-	-	-	-	-				
Baden-Württemberg	-	-	-	-	-	-	-	-				
Rheinland-Pfalz	-	-	-	-	-	-	-	-				
Hessen	-	-	-	-	-	-	-	-				
Bayern	-	-	-	-	-	-	-	-				
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-				
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-				
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-				
Gesamt	116,41	100%	20.985.839	100%	67,03	100%	11.859.057	100%				

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 26: Regionale Verteilung der Abregelung durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im dritten Quartal 2018 und dem dritten Quartal 2017

Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im dritten Quartal 2018 und dritten Quartal 2017

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro		Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	
			Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro			Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro
	Quartal 3 2018				Quartal 3 2017			
Schleswig-Holstein	415,58	68,5%	38.242.247	67,1%	201,02	54,7%	20.118.621	56,4%
Niedersachsen	79,94	13,2%	7.829.803	13,7%	46,22	12,6%	4.526.143	12,7%
Brandenburg	47,33	7,8%	5.068.400	8,9%	45,59	12,4%	4.993.467	14,0%
Sachsen-Anhalt	32,44	5,3%	2.764.801	4,8%	34,94	9,5%	2.015.674	5,6%
Mecklenburg-Vorpommern	18,05	3,0%	1.810.535	3,2%	16,66	4,5%	1.667.826	4,7%
Nordrhein-Westfalen	6,48	1,1%	591.445	1,0%	4,69	1,3%	433.855	1,2%
Rheinland-Pfalz	4,71	0,8%	518.199	0,9%	9,63	2,6%	861.284	2,4%
Bayern	1,18	0,2%	129.885	0,2%	0,15	0,0%	28.606	0,1%
Baden-Württemberg	0,37	0,1%	31.742	0,1%	0,52	0,1%	45.114	0,1%
Hessen	0,32	0,1%	792	0,0%	0,01	0,0%	675	0,0%
Sachsen	0,19	0,0%	16.202	0,0%	0,74	0,2%	67.433	0,2%
Thüringen	0,11	0,0%	11.054	0,0%	7,36	2,0%	918.156	2,6%
Hamburg	-	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	606,69	100%	57.015.105	100%	367,54	100%	35.676.853	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 27: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im dritten Quartal 2018 gegenüber dem dritten Quartal 2017

Bei der Verteilung der Maßnahmen auf ÜNB Ebene zeigt sich erneut das hohe Abregelungsvolumen der Offshore-Windparks vor Ostfriesland. Diese werden dem Bundesland des Anschlussverknüpfungspunktes, also Niedersachsen zugeordnet.

Für die Abregelung auf VNB-Ebene gilt, dass insbesondere auch vertikale Engpässe zwischen VNB und ÜNB Ebene für die Maßnahmen ursächlich sind.

4.3.4 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen

Der nachstehenden Tabelle 28 ist die Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im dritten Quartal 2018 gegenüber dem dritten Quartal 2017 zu entnehmen. Die unterschiedliche Verteilung der EinsMan-Maßnahmen auf die Regelzonen begründet sich insbesondere mit der regional unterschiedlichen Einspeisemenge aus Erneuerbaren Energien. In 2017 entfielen auf die Regelzone von TenneT ca. 46,2 Prozent der eingespeisten Jahresarbeit aus Erneuerbaren Energien, auf 50 Hertz ca. 28,6 Prozent, auf Amprion ca. 18,4 Prozent und auf die Regelzone von TransnetBW ca. 6,8 Prozent¹⁸. Es ist davon auszugehen, dass sich diese Verteilung in 2018 nicht maßgeblich verändert hat.

Dass in der Amprion Regelzone nur wenige Anlagen abgeregelt werden, ist nicht damit gleichzusetzen, dass Amprion keine EinsMan-Maßnahmen anfordert und Kosten für diese geltend machen kann. Bei erhöhter Windeinspeisung führt insbesondere die Belastung der Kuppelleitungen im Norden zwischen TenneT und Amprion zu EinsMan-Maßnahmen, die von Amprion mit angefordert werden.

Die in der nachfolgenden Tabelle aufgeführten Entschädigungszahlungen beziehen sich auf die Ausfallarbeit in der Regelzone und sind nicht die Entschädigungszahlungen, die von dem jeweils ausgewiesenen ÜNB zu tragen sind bzw. abgerechnet werden können.

Tabelle 28 zeigt daher in erster Linie, dass die Abregelungsmengen übereinstimmend mit den Entschädigungsansprüchen für Anlagenbetreiber sind.

¹⁸Vgl.: <https://Netztransparenz > EEG > Jahresabrechnungen>

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im dritten Quartal 2018 und dritten Quartal 2017

Regelzone	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung
	Quartal 3 2018				Quartal 3 2017			
TenneT	615,65	85,1%	67.253.302	86,2%	314,78	72,4%	36.463.371	76,7%
50Hertz	100,86	13,9%	10.031.558	12,9%	107,76	24,8%	9.958.783	21,0%
Amprion	6,22	0,9%	684.343	0,9%	11,51	2,6%	1.068.642	2,2%
TransnetBW	0,37	0,1%	31.742	0,0%	0,52	0,1%	45.114	0,1%
Gesamt	723,10	100%	78.000.945	100%	434,57	100%	47.535.910	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 28: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im dritten Quartal 2018 gegenüber dem dritten Quartal 2017

4.4 Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG im dritten Quartal 2018

Im dritten Quartal 2018 hat ein Verteilernetzbetreiber Anpassungen von Stromeinspeisungen nach § 13 Abs. 2 EnWG angewiesen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 1,2 GWh verteilt über zwei Bundesländer. Im Vergleich mit dem dritten Quartal 2017 ist hier für das zweite Quartal 2018 eine Reduzierung um rund 0,9 GWh festzustellen.

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

Verteilung der Anpassungsmaßnahmen (Anpassungen von Stromeinspeisungen) nach Energieträgern im dritten Quartal 2018

Energieträger	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung
Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil)	1,16	100,0%
Gesamt	1,16	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 29: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im dritten Quartal 2018

In der nachfolgenden Tabelle 30 ist die Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern zu sehen. Im dritten Quartal 2018 wurden nur in Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen Maßnahmen durchgeführt.

Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im dritten Quartal 2018 und dritten Quartal 2017

Bundesland	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh		Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	
	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung
	Quartal 3 2018		Quartal 3 2017	
Brandenburg	1,11	95,9%	1,43	69,1%
Sachsen-Anhalt	0,05	4,1%	0,57	27,4%
Thüringen	-	0,0%	0,07	3,5%
Gesamt	1,16	100%	2,07	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 30: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im dritten Quartal 2018 gegenüber dem dritten Quartal 2017

5 Hintergrund

Nach § 13 EnWG, der die Erfordernisse der Netz- und Systemverantwortung 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. Der Umfang von Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen hat deshalb 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 und monatliche 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 und monatliche 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).

Für die oben unter den Nummern 2 und 3 genannten Meldungen sind betroffene Netzbetreiber verpflichtet, die Anforderung von Anpassungen mit Umfang und Zeitpunkt in ihrem Netzgebiet an die Bundesnetzagentur ad-hoc, also täglich, zu melden. Diese Meldungen beziehen sich auf das betroffene Netzelement, die Spannungsebene und den Grund der Anforderung. In einem dritten 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 abgeregelter Arbeit, den Energieträger und die von den Netzbetreibern geschätzten voraussichtlichen Entschädigungsansprüchen für EinsMan-Maßnahmen.

5.1 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 ist vom Netzbetreiber zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze anzuwenden. Dies geschieht, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen oder Leitungsüberlastungen zu beheben. Der Netzbetreiber erstattet den am Redispatch teilnehmenden Kraftwerksbetreibern deren entstehende Kosten.

Grundsätzlich bezeichnet Redispatch den Eingriff in den marktbasieren 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.¹⁹ Auf die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Last im Ganzen haben diese Eingriffe damit keine Auswirkungen, da stets sichergestellt wird, dass abgeregelter Mengen durch gleichzeitiges Hochregeln physikalisch und bilanziell ausgeglichen werden.

Countertrading-Maßnahmen, die auch Bestandteil des Redispatch sind, haben das Ziel, Engpässe zwischen zwei Gebotszonen zu beheben. Dabei findet kein konkreter Eingriff in die Kraftwerkseinsätze statt, vielmehr wird über gezielte, gebotszonenübergreifende Handelsgeschäfte versucht, den Engpass auf der Grenzkuppelleitung zu entlasten. Aus diesem Grund sind Countertrading-Maßnahmen vornehmlich für diejenigen Engpasssituationen geeignet, in denen aus netztopologischen Gründen eine Aktivierung konkreter Kraftwerke nicht erforderlich ist.

¹⁹ 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.

Die operativen Prozesse der ÜNB unterscheiden Maßnahmen gemäß Anforderprinzip (Einzelüberlastungsmaßnahmen) und Maßnahmen nach gemeinsamer Anforderung aller ÜNB (4-ÜNB Vorabmaßnahmen). Die Maßnahmen gemäß Anforderprinzip entsprechen den bislang in den Quartalsberichten der Bundesnetzagentur dargestellten Maßnahmen. Der Anforderer ist diesem Fall derjenige ÜNB, in dessen Regelzone das auslösende, also das verursachende Netzelement für die Redispatchmaßnahme liegt. Diese Maßnahmen werden auf Basis des Marktergebnisses initiiert und unter den betroffenen ÜNB auch regelzonenübergreifend abgestimmt. Entscheidend für diesen Maßnahmentyp ist, dass die erforderlichen Redispatchmaßnahmen einem oder bei Kuppelleitungen zwei ÜNB zugeordnet werden können.

Die gemeinsamen Anforderungen aller vier ÜNB beruhen auf Modellierungsergebnissen, die im Vorfeld des Marktergebnisses für ganz Deutschland durchgeführt werden. Die frühzeitige Optimierung der Kraftwerkseinsatzplanung ist unter anderem notwendig um Reservekraftwerke mit einer längeren Vorlaufzeit rechtzeitig anfordern zu können. Zudem ermöglicht die gemeinsame Optimierung Koordinierungsgewinne, so dass von einer effizienten Auswahl der eingesetzten Kraftwerke ausgegangen werden kann.

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.

5.2 Netzreservekraftwerke

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 Netzreservekraftwerke in der Netzreserve zurück. Die Netzreserve setzt sich aus nationalen und bei Bedarf auch aus 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 bei Bedarf aus Kraftwerken aus dem benachbarten Ausland zusammen. Die ausländischen Kraftwerke in der Netzreserve werden mittels Ausschreibungen ermittelt und durch die ÜNB für das Winterhalbjahr 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. Ab dem Winter 2018/19 wurde keine Netzreserve im Ausland mehr kontrahiert.

5.3 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). 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.

5.4 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 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.

Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Erzeugung und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im zweiten Quartal 2018	14
Abbildung 2: Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im zweiten Quartal 2018 gemäß Meldungen der ÜNB	19
Abbildung 3: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im zweiten Quartal 2018	22
Abbildung 4 Angewiesene Einspeiserreduzierungen und –erhöhungen nach Regelzone im zweiten Quartal 2018 als Anteil an der gesamten reduzierten bzw. erhöhten Redispatchmenge.....	23
Abbildung 5 Kraftwerksreduzierungen auf Anweisung der deutschen ÜNB im zweiten Quartal 2018.....	24
Abbildung 6 Kraftwerkserhöhung auf Anweisung der deutschen ÜNB im zweiten Quartal 2018	25
Abbildung 7 Erzeugung und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im dritten Quartal 2018	41
Abbildung 8: Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im dritten Quartal 2018 gemäß Meldungen der ÜNB	47
Abbildung 9: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im dritten Quartal 2018	50
Abbildung 10 Angewiesene Einspeiserreduzierungen und –erhöhungen nach Regelzone im dritten Quartal 2018 als Anteil an der gesamten reduzierten bzw. erhöhten Redispatchmenge.....	51
Abbildung 11 Kraftwerksreduzierungen auf Anweisung der deutschen ÜNB im dritten Quartal 2018	52
Abbildung 12 Kraftwerkserhöhung auf Anweisung der deutschen ÜNB im dritten Quartal 2018.....	53

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach § 13 EnWG, Quartale 1 bis 3 2018.....	9
Tabelle 2 Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für die Jahre 2015 bis zum dritten Quartal 2018.....	10
Tabelle 3 Vorläufige Kostenschätzung für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken (ohne Countertrading-kosten) im zweiten Quartal 2018	12
Tabelle 4 Überlastete Netzelemente im 4-ÜNB Prozess (2. Berechnungslauf, > 100 Stunden), zweites Quartal 2018	15
Tabelle 5: Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen nach ÜNB Regelzonen im zweiten Quartal 2018.....	16
Tabelle 6: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im zweiten Quartal 2018.....	18
Tabelle 7: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im zweiten Quartal 2018.....	20
Tabelle 8: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im zweiten Quartal 2018	21

Tabelle 9: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im zweiten Quartal 2018 gegenüber dem zweiten Quartal 2017	28
Tabelle 10: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im zweiten Quartal 2018 gegenüber dem zweiten Quartal 2017	30
Tabelle 11: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2018	31
Tabelle 12: Regionale Verteilung der Abregelung durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im zweiten Quartal 2018 und dem zweiten Quartal 2017	32
Tabelle 13: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im zweiten Quartal 2018 gegenüber dem zweiten Quartal 2017	34
Tabelle 14: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im zweiten Quartal 2018 gegenüber dem zweiten Quartal 2017	36
Tabelle 15: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im zweiten Quartal 2018.....	37
Tabelle 16: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im zweiten Quartal 2018 gegenüber dem zweiten Quartal 2017.....	37
Tabelle 17 Vorläufige Kostenschätzung für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken (ohne Countertrading-kosten) im dritten Quartal 2018	39
Tabelle 18 Überlastete Netzelemente im 4-ÜNB Prozess (2. Berechnungslauf, > 100 Stunden), Drittes Quartal 2018	43
Tabelle 19: Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen nach ÜNB Regelzonen im dritten Quartal 2018.....	44
Tabelle 20: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im dritten Quartal 2018.....	46
Tabelle 21: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im dritten Quartal 2018	48
Tabelle 22: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im dritten Quartal 2018.....	49
Tabelle 23: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im dritten Quartal 2018 gegenüber dem dritten Quartal 2017	56
Tabelle 24: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im dritten Quartal 2018 gegenüber dem dritten Quartal 2017	58
Tabelle 25: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2018	59
Tabelle 26: Regionale Verteilung der Abregelung durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im dritten Quartal 2018 und dem dritten Quartal 2017	60
Tabelle 27: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im dritten Quartal 2018 gegenüber dem dritten Quartal 2017	62
Tabelle 28: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im dritten Quartal 2018 gegenüber dem dritten Quartal 2017.....	64

Tabelle 29: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im dritten Quartal 2018.....	65
Tabelle 30: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im dritten Quartal 2018 gegenüber dem dritten Quartal 2017	65

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

21.02.2019

Text

Bundesnetzagentur
Referat 603 (Monitoringreferat)