



Bundesnetzagentur

Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Gesamtjahr und Viertes Quartal 2017



Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen

Gesamtjahr und Viertes Quartal 2017

Stand: 06.07.2018

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

Referat 603

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-5999

Fax: +49 228 14-5973

E-Mail: monitoring.energie@bundesnetzagentur.de

Inhaltsverzeichnis

1	Vorwort.....	4
2	Übersichten über durchgeführte Maßnahmen	7
3	Gesamtjahresbetrachtung 2017.....	10
3.1	Zusammenfassung für das Gesamtjahr 2017	10
3.1.1	Redispatch	10
3.1.2	Einsatz Netzreservekraftwerke	10
3.1.3	Einspeisemanagement (EinsMan).....	10
3.1.4	Anpassungsmaßnahmen	11
3.2	Redispatch Gesamtjahresentwicklung 2017.....	11
3.2.1	4-ÜNB Vorab-Maßnahmen.....	14
3.2.2	Einzelüberlastungsmaßnahmen	15
3.2.3	Countertrading.....	21
3.2.4	Einsatz Netzreserve	21
3.2.5	Kraftwerkseinsätze Redispatch	22
3.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG im Gesamtjahr 2017.....	27
3.3.1	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern	27
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.....	34
3.4	Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG im Gesamtjahr 2017	36
4	Viertes Quartal 2017	37
4.1	Zusammenfassung	37
4.1.1	Redispatch	37
4.1.2	Einsatz Netzreservekraftwerke	37
4.1.3	Einspeisemanagement (EinsMan).....	37
4.1.4	Anpassungsmaßnahmen	38
4.2	Redispatch	39
4.2.1	Gesamtentwicklung	39
4.2.2	Einsatz Netzreservekraftwerke	45
4.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG	46
4.3.1	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern	46
4.3.2	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern.....	48
4.3.3	Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen	50
4.3.4	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen.....	53
4.4	Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG	55
5	Hintergrund.....	56
5.1	Redispatch	57
5.2	Netzreservekraftwerke	58
5.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG	59
5.4	Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG	59
	Verzeichnisse.....	60
	Impressum.....	62

1 Vorwort

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen tragen zur hohen Zuverlässigkeit des Elektrizitätssystems in Deutschland bei. Netzstabilisierende Maßnahmen haben in den vergangenen Jahren an Bedeutung gewonnen, da die Betreiber von Stromnetzen durch den Wandel der Erzeugungslandschaft zunehmend vor Herausforderungen gestellt werden. Dieser Wandel ist insbesondere 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.

Für das Jahr 2017 muss ein Anstieg der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im Vergleich zu den Vorjahren konstatiert werden. Dabei stieg die Menge der Abregelungen durch Redispatchmaßnahmen in 2017 auf rund 10.200 GWh, die angeforderte Erhöhung der Einspeisung durch Markt- und Reservekraftwerke lag bei 10.238 GWh. Das gesamte Redispatchvolumen lag damit bei rund 20.439 GWh. Die Abregelung erneuerbarer Energieträger durch Einspeisemanagement-Maßnahmen (EinsMan) stieg auf 5.518 GWh an (2015: 4.722 GWh; 2016: 3.743 GWh).

Diese Werte sind immer im Kontext der Gesamterzeugung zu betrachten. So war 2017 nach vorläufigen Angaben der Übertragungsnetzbetreiber das Jahr mit der bislang höchsten Einspeisung aus Windenergieanlagen. Ausschlaggebend hierfür war u.a. das windreiche vierte Quartal, in dem auch die bislang höchste Abregelungsmenge im Rahmen des EinsMan verzeichnet wurde.

Mit dem Anstieg der Redispatch- und EinsMan-Maßnahmen geht allerdings auch ein Kostenanstieg einher. Diese Kosten sind erheblich und liegen mit insgesamt ca. 1,4 Mrd. Euro weit über denen des windarmen Jahres 2016 (rund 880 Mio. Euro) und auch über denen des Jahres 2015 (rund 1,1 Mrd. Euro). Die Kosten für Redispatch mit Marktkraftwerken liegen bei ca. 396,5 Mio. Euro zuzüglich ca. 26,6 Mio. Euro für Countertrading-Maßnahmen. Gestiegen sind insbesondere die geschätzten Entschädigungsansprüche für EinsMan-Maßnahmen auf 610 Mio. Euro (2015: 478 Mio. Euro; 2016: 373 Mio. Euro) und die Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz von Reservekraftwerken auf rund 415 Mio. Euro (2015: 227,8 Mio. Euro; 2016: 285,7 Mio. Euro).

Durch den von der Bundesnetzagentur bestätigten, sinkenden Bedarf an der Vorhaltung von Erzeugungskapazitäten in Form von Netzreservekraftwerken für das Winterhalbjahr 2018/2019 wird vorerst dem Kostenanstieg bei den Reservekraftwerken entgegengewirkt. Grund für die Bedarfsreduzierung für das Winterhalbjahr 2018/2019 ist insbesondere das am 01. Oktober 2018 startende Engpassmanagementverfahren zwischen dem deutschen und dem österreichischen Marktgebiet, das die Lastflüsse Richtung Österreich verringern wird.

Neben diesen generellen Entwicklungen, wie Veränderungen von erneuerbaren und nicht-erneuerbaren Erzeugungskapazitäten und dem Engpassmanagement an den Grenzen, spielen regelmäßig auch Wettereffekte eine große Rolle. In den Wintermonaten (Quartal eins und vier eines Jahres) nimmt grundsätzlich die Windeinspeisung (Schwerpunkt im Norden) zu und die Einspeisung aus solarer Strahlungsenergie (Schwerpunkt im Süden) geht zurück. In den Sommermonaten (Quartal zwei und drei eines Jahres) verhält es sich zumeist umgekehrt. Erfahrungsgemäß ist zu dieser Zeit der Abregelungsbedarf

grundsätzlich niedriger als in den beiden Winterquartalen. Dieser Trend kann im Jahr 2017 nicht uneindeutig so fortgeschrieben werden.

Im ersten Quartal 2017 hatte trotz geringer Windeinspeisung eine Kumulation von Umständen zu einer außergewöhnlich starken Belastung der Stromnetze geführt. Es wurden zeitweise alle verfügbaren Markt- und Reservekraftwerke für den Redispatch herangezogen, so dass auch die mit dem Einsatz verbundenen Kosten deutlich anstiegen. Im zweiten und dritten Quartal 2017 waren diese Mengen wieder zurückgegangen, der Redispatchbedarf lag aber weit über dem der Sommerquartale 2016.

Im zweiten und vor allem im vierten Quartal 2017 war ein deutlicher Anstieg der EinsMan-Maßnahmen auf 1.363 GWh (2016: 534 GWh) bzw. 2.307 GWh (2016: 1.134 GWh) zu verzeichnen. Dieser Anstieg lässt sich neben den Windverhältnissen allgemein vor allem mit der Abregelung von Offshore Windenergieanlagen erklären. Auch die Auswertung der für den Redispatch maßgeblich auslösenden Netzelemente zeigt den hohen Netzausbaubedarf in den nordwestlichen Regionen Dörpen und Brunsbüttel auf, in denen der Großteil der Offshore-Windparks angeschlossen ist.

Gleichzeitig wurde der Redispatchbedarf im vierten Quartal 2017 im Vergleich zum windreichen vierten Quartal 2015 gedämpft. Dies ist u. a. auf die vollständige Inbetriebnahme des Netzausbauprojekts „Thüringer Strombrücke“ im September 2017 zurückzuführen. Die Überlastung der zuvor hoch belasteten Leitung „Remptendorf-Redwitz“ sank in der Folge auf nur noch rund 18 Stunden. Im vierten Quartal 2015 lag sie noch bei rund 1836 Stunden.

In der Gesamtjahresbetrachtung für das Jahr 2017 werden verschiedene Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems dargestellt:

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.

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

Einspeisemanagement: Abregelung von Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien- und KWK-Anlagen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Entschädigung

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

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

Mit diesem Bericht legt die Bundesnetzagentur erstmals eine Aufteilung der Redispatchmaßnahmen in Anlehnung an die operativen Prozessschritte der Übertragungsnetzbetreiber vor und veröffentlicht für das Gesamtjahr 2017 Erkenntnisse über die für den Redispatchprozess herangezogenen Kraftwerke. Die Maßnahmen werden dabei unterteilt in „Einzelüberlastungsmaßnahmen“, die in der Regelzone eines ÜNB verursacht werden und „4-ÜNB Vorab-Maßnahmen“, die von den 4 ÜNB gemeinsam optimiert werden.

Da zunehmend Maßnahmen der vier ÜNB gemeinsam auf Basis eines Optimierungsmodells angefordert werden, wurde das Meldeverfahren erweitert. Das bisherige Meldeverfahren bildete nur Maßnahmen nach dem sogenannten Anfordererprinzip ab, das Maßnahmen erfasst, die durch einzelne Überlastungen in einer Regelzone getätigt werden („Einzelüberlastungsmaßnahmen“). Die Bundesnetzagentur hat deshalb in Absprache mit den ÜNB ein neues Meldeverfahren etabliert, welches die Kraftwerkseinsätze im Redispatch genauer abfragt und eine Unterscheidung zwischen den Maßnahmenarten ermöglicht.

Die Einzelüberlastungsmaßnahmen, die aufgrund von Engpässen in einer Regelzone ergriffen werden, entsprechen den bislang in den Quartalsberichten der Bundesnetzagentur dargestellten Maßnahmen. Dabei tritt derjenige ÜNB als „Anforderer“ der Maßnahme auf, in dessen Regelzone das verursachende Netzelement für die Redispatchmaßnahme liegt. Auch diese Maßnahmen werden unter den betroffenen ÜNB regelzonenübergreifend abgestimmt, resultieren aber nicht aus gemeinsamen Modellberechnungen. Entscheidend ist, dass bei Überlastungen im eigenen Netz die erforderlichen Redispatchmaßnahmen einem maßgeblich für die Maßnahme ursächlichen Netzelement zugeordnet werden können.

Die gemeinsamen Anforderungen aller vier ÜNB beruhen hingegen auf Modellierungsergebnissen, die sowohl im Vorfeld des Marktergebnisses als auch danach für ganz Deutschland durchgeführt werden. Grundsätzlich werden diese Maßnahmen vor den Einzelüberlastungsmaßnahmen angefordert. Hierbei kann laut ÜNB keine Zuordnung der Maßnahmen zu einzelnen überlasteten Netzelementen erfolgen. Die frühzeitige Planung des Kraftwerkseinsatzes ist unter anderem notwendig, um Reservekraftwerke mit einer längeren Vorlaufzeit rechtzeitig anfordern zu können. Zudem ermöglicht die gemeinsame Modellberechnung Koordinierungsgewinne, so dass von einer effizienten Auswahl der eingesetzten Kraftwerke ausgegangen werden kann. Aus den Berechnungen resultiert neben den Reservekraftwerken auch der Einsatz von Marktkraftwerken.

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, einer unterschiedlichen Meldesystematik der Netzbetreiber und der Aktualität der in diesem Bericht ausgewerteten Meldungen der Netzbetreiber.

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

2 Übersichten über durchgeführte Maßnahmen

Nachstehende Tabelle 1 fasst die Regelungsinhalte und wesentlichen Instrumente sowie die unterschiedlichen Meldungen der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für das Jahr 2017 zusammen.

Tabelle 2 stellt einen vorläufigen Jahresvergleich von Kosten und Mengen der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für die Jahre 2015 bis 2017 auf. Abgebildet ist der aktuell der Bundesnetzagentur vorliegende Informationsstand der Daten mit Stichtag 11. Mai 2018.

Sofern in der Tabelle bei den Kosten Gesamtjahreszahlen ohne die Aufschlüsselung auf einzelne Quartale abgebildet sind, ist die Gesamtjahreszahl zeitlich aktueller als die vorherige Summierung der einzelnen Quartale.

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 erstmals Abrufe aus den 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, präzisierter Kostenwert. Die Werte für die Vorhaltung von Netzreservekraftwerken stammen aus den Meldungen an die Bundesnetzagentur zur Feststellung des Bedarfs an Netzreserve¹.

Es ist darauf hinzuweisen, dass die Angaben für 2016 und 2017 teilweise noch vorläufig und somit nicht abschließend sind. Die Daten unterliegen stetig fortlaufenden Aktualisierungen.

¹ Vgl. www.bundesnetzagentur.de/netzreserve

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2017

	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 Regelenergie, 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: 9.890 GWh Q2: 3.249 GWh Q3: 2.156 GWh Q4: 5.144 GWh Gesamt: 20.439 GWh	Ausfallarbeit der EEG-vergüteten Anlagen (ÜNB und VNB): Q1 2017: 1.412 GWh Q2 2017: 1.364 GWh Q3 2017: 435 GWh Q4 2017: 2.307 GWh Gesamt: 5.518 GWh	Abgeregelte Menge durch Anpassungsmaßnahmen (ÜNB und VNB): Q1 2017: 6,0 GWh Q2 2017: 2,2 GWh Q3 2017: 2,1 GWh Q4 2017: 24,2 GWh Gesamt: 34,5 GWh
Kostenschätzung im Berichtszeitraum	Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch, Countertrading sowie Einsatz und Vorhaltung Netzreservekraftwerke: Q1: 299,2 Mio. EUR Q2: 76,6 Mio. EUR Q3: 65,7 Mio. EUR Q4: 164,0 Mio. EUR Vorhaltung Q1 - Q4: 232,8 Mio. EUR Gesamt: 838,2 Mio. EUR	Vorläufige geschätzte Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG (ÜNB und VNB): Q1 2017: 141,9 Mio. EUR Q2 2017: 146,4 Mio. EUR Q3 2017: 47,5 Mio. EUR Q4 2017: 274,1 Mio. EUR Gesamt: 609,9 Mio. EUR	Keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber bei Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG

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

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

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

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen der Jahre 2015 bis 2017

	Redispatch			Netzreservekraftwerke				EinsMan		Anpassungen von Strom-einspeisung/-abnahme
	Gesamt-menge (Erhöhungen + Reduzierungen Marktkraftwerke) in GWh ¹	Kostenschätzung Redispatch in Mio. Euro ^{2,3}	Kostenschätzung Countertrading in Mio. Euro ³	Menge (Erhöhungen) in GWh ⁴	Kostenschätzung Abruf in Mio. Euro ³	Leistung ² in MW	Jährliche Vorhaltekosten in Mio. Euro	Menge (Reduzierungen) in GWh	Geschätzte Entschädigungs-ansprüche in Mio. Euro	Menge in GWh
2015	15.436	411,9	23,5	551	65,5	7.660	162,3	4.722	478	26,5
Quartal 1	3.329			95				1.135	116,9	8,7
Quartal 2	1.811			53				737	76,6	4,7
Quartal 3	3.336			–				815	82,8	6,2
Quartal 4	6.961			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			695				1.524	149,1	0,7
Quartal 2	1.939			146				534	54,4	1,6
Quartal 3	1.452			2				551	56,0	0,05
Quartal 4	4.189			365				1.134	113,2	1,7
2017	18.456	396,5	26,6	2.129	182,3	11.430	232,8	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

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

¹ Mengenangaben inkl. Countertrading- und Remedial Action-Maßnahmen gemäß monatlicher Meldung an die Bundesnetzagentur.

² Kostenschätzung der ÜNB auf Basis von Ist-Maßnahmen inkl. Kosten für Remedial Actions.

³ Werden in der Tabelle nur Jahreswerte ausgewiesen basieren diese auf jährlichen Monitoringwerten, die aufgrund des zeitlichen Verzugs präziser sind als die Quartalswerte.

⁴ Abrufe der Netzreservekraftwerke inkl. Probestarts und Testfahrten

⁵ Summierte Leistung in- und ausländischer Netzreservekraftwerke in MW. Stand jeweils zum 31.12.

Quelle: Datenmeldungen an die Bundesnetzagentur.

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

3 Gesamtjahresbetrachtung 2017

3.1 Zusammenfassung für das Gesamtjahr 2017

3.1.1 Redispatch²

Mit der Gesamtjahresbetrachtung 2017 werden auch Redispatch-Einsätze mit abgebildet, die sich aus den frühzeitigen, modellbasierten Prozessen der vier ÜNB ergeben. Dieser Bericht unterteilt die Redispatchmengen deshalb in Einzelüberlastungsmaßnahmen und „4-ÜNB Vorab-Maßnahmen“. Bei beiden Maßnahmentypen werden sowohl Markt- als auch Reservekraftwerke abgerufen.

Die gesamten Einspeisereduzierungen beliefen sich im Jahr 2017 auf 10.200 GWh, die Einspeiseerhöhungen von Marktkraftwerke auf 8.256 GWh und die Einspeiseerhöhungen durch den Einsatz von Reservekraftwerken auf 2.129 GWh³. Die für die Marktkraftwerke angefallenen Kosten liegen nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei etwa 396,5 Mio. Euro zzgl. rund 26,6 Mio. Euro für Countertrading Maßnahmen. Im Vergleich zum Jahr 2016 stiegen die geschätzten Kosten um etwa 173,9 Mio. Euro (2016: 222,6 Mio. Euro).

Insgesamt wurden Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von 20.439 GWh⁴ angefordert. Davon wurden 14.414 GWh auf Basis von Einzelüberlastungen und 5.999 GWh auf Basis des 4-ÜNB Prozesses abgerufen. Weitere 26 GWh wurden im Kontext grenzüberschreitender Maßnahmen als Multilateral Remedial Actions gemeinsam mit Netzbetreibern der Nachbarstaaten angefordert.

Für Einzelüberlastungsmaßnahmen hat sich die Dauer der Belastungen um insgesamt 863 Stunden erhöht (2016: 13.339 Stunden; 2017: 14.202 Stunden), die Menge dieser Maßnahmen ist um 2.939 GWh gestiegen (2016: 11.475 GWh; 2017: 14.414 GWh). Hinzu kommt die Mengenerhöhung durch die 4-ÜNB Vorabmaßnahmen von ca. 5.999 GWh. Die Dauer der Überlastung lässt sich nur für die Einzelüberlastungsmaßnahmen darstellen.

3.1.2 Einsatz Netzreservekraftwerke⁵

Insgesamt wurden im Jahr 2017 an 145 Tagen Netzreserveabrufe mit einer Gesamtarbeit von rund 2.129 GWh getätigt. Nach einer ersten Schätzung der ÜNB lagen die Kosten für den Abruf bei rund 182,3 Mio. Euro. Die Vorhaltekosten beliefen sich auf 232,8 Mio. Euro. Die Einsatztage bewegten sich damit auf einem höheren Niveau als im Jahr 2016 (2016: 108 Tage), die geleistete Arbeit hat sich um etwa 920 GWh erhöht (2016: 1.209 GWh).

3.1.3 Einspeisemanagement (EinsMan)

Im Jahr 2017 ist die Summe der Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen mit rund 5.518 GWh auf dem bislang höchsten Niveau. Vergleicht man diesen Wert mit dem Gesamtjahr 2016, so ergibt sich eine Erhöhung der Menge an Ausfallarbeit um rund 1.775 GWh (2016: 3.743 GWh)

² Alle Angaben zu Redispatchkosten ohne Netzreservekraftwerke.

³ Dieser Gesamtwert über den Einsatz von Netzreservekraftwerken enthält auch Probestarts und Testfahrten.

⁴ Dieser Gesamtwert über die Anforderungen aufgrund von Engpässen enthält keine Probestarts und Testfahrten

⁵ Detaillierte Informationen zur Netzreserve: www.bundesnetzagentur.de/netzreserve

Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für das Jahr 2017 auf rund 610 Mio. Euro und sind somit im Vergleich zum Vorjahr um rund 237 Mio. Euro gestiegen (2016: 373 Mio. Euro).

3.1.4 Anpassungsmaßnahmen

Im Jahr 2017 haben drei Verteilernetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen angewiesen. Dabei kam es in den Bundesländern Sachsen-Anhalt, Brandenburg und Thüringen zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 34,5 GWh.

Im Vergleich zum Jahr 2016 hat sich die Menge der Anpassungsmaßnahmen um rund 30,5 GWh erhöht (2016: 4,0 GWh)⁶. Angesichts des weiterhin minimalen Niveaus ist daraus aber kein Trend abzulesen. Die per definitionem entschädigungslosen Maßnahmen erfolgen zumeist in besonderen Erzeugungs- und Netzkonstellationen, die nicht verallgemeinerungsfähig sind.

3.2 Redispatch Gesamtjahresentwicklung 2017

Die gesamten Einspeisereduzierungen beliefen sich im Jahr 2017 auf 10.200 GWh, die Einspeiseerhöhungen von Marktkraftwerke auf 8.256 GWh und die Einspeiseerhöhungen durch den Einsatz von Netzreservekraftwerken auf 2.129 GWh⁷. Insgesamt wurden Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von 20.439 GWh⁸ angefordert.

Die für die Marktkraftwerke angefallenen Kosten liegen nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei etwa 396,5 Mio. Euro (ohne Countertradingkosten [siehe dazu unten 3.2.3, Seite 21]). Im Vergleich zum Jahr 2016 stiegen die geschätzten Kosten um etwa 173,9 Mio. Euro (2016: 222,6 Mio. Euro). Die Verteilung dieser Kosten auf die vier ÜNB ist in Tabelle 3 dargestellt.

⁶ Die Menge der Anpassungsmaßnahmen für das Jahr 2016 wurde angepasst, weil ein Verteilernetzbetreiber eine Korrekturmeldung vorgenommen hat.

⁷ Dieser Gesamtwert über den Einsatz von Netzreservekraftwerken enthält auch Probestarts und Testfahrten.

⁸ Dieser Gesamtwert über die Anforderungen aufgrund von Engpässen enthält keine Probestarts und Testfahrten

Vorläufige Kostenschätzung für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken im Jahr 2017

Netzgebiet	Geschätzte Kosten in Mio. Euro ²
Regelzone TenneT	208,4
Regelzone 50Hertz	107,5
Regelzone TransnetBW	10,9
Regelzone Amprion	69,7
Gesamt	396,5

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 3 Vorläufige Kostenschätzung für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken (ohne Countertradingkosten) im Jahr 2017

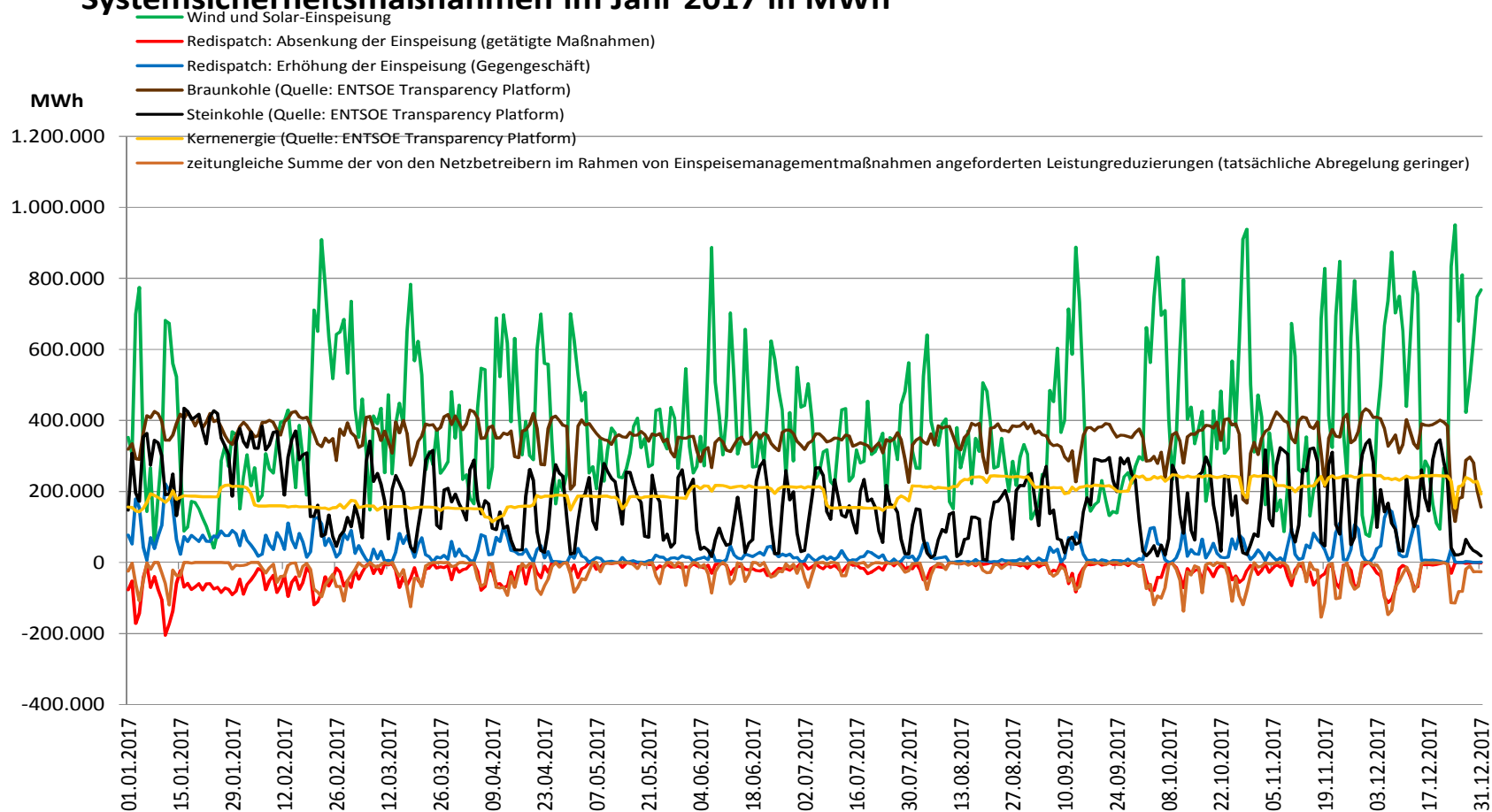
Die operative Redispatcheinsatzplanung gliedert sich in unterschiedliche Prozessschritte. Dabei wird in diesem Bericht zwischen Maßnahmen durch Überlastungen in einer Regelzone und Maßnahmen aus dem 4-ÜNB Prozess unterschieden. Bei letzteren wird durch die vier ÜNB gemeinsam eine frühzeitige Einsatzplanung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

Da diese 4-ÜNB-Maßnahmen in 2017 stark an Bedeutung gewonnen haben, war das bisherige Meldeverfahren nicht mehr ausreichend. Die Bundesnetzagentur hat daher in Absprache mit den ÜNB ein neues Meldeverfahren etabliert, welches die Kraftwerkseinsätze im Redispatch genau abfragt und eine Unterscheidung zwischen den Maßnahmenarten ermöglicht.

Im Jahr 2017 wurden weiterhin rund 71 Prozent der Redispatchmaßnahmen aufgrund von Überlastungen in einer Regelzone durchgeführt. Auf die 4-ÜNB Maßnahmen entfielen die restlichen 29 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 Jahr 2017 in MWh¹



Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

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

Abbildung 1 Erzeugung und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im Gesamtjahr 2017

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 Reservekraftwerke 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 erst nach Vorliegen des Marktergebnisses angefordert werden. Insgesamt wurden auf Basis der 4-ÜNB-Vorab-Maßnahmen 2.979 GWh abgeregelt und 3.020 GWh heraufgefahren (in Summe 5.999 GWh). Der Anteil dieser Maßnahmen an der gesamten Redispatch- und Netzreservemenge macht demnach 29 Prozent aus.

Der Großteil der Maßnahmen ist dem strombedingten Redispatch zuzuordnen (99,99 Prozent), nur ein marginaler Teil entfällt auf spannungsbedingte Maßnahmen (0,11 Prozent).⁹

Eine mengenmäßige Zuordnung der gemeinsam angeforderten Maßnahmen zu einzelnen, verursachenden Netzelementen ist laut ÜNB nicht möglich. Aussagen bezüglich der Verursachung der 4-ÜNB Maßnahmen lassen sich auf Basis der Meldungen nur auf einer aggregierten Ebene von Netzgruppen treffen. Dabei zeigt sich, dass die Netzgruppen, die maßgeblich 4-ÜNB Vorab-Maßnahmen auslösen, auch diejenigen sind, in denen sich die unter 3.2.2 dargestellten Netzelemente befinden.

⁹ Für Erläuterungen zum Unterschied von strom- und spannungsbedingten Redispatch siehe auch Kapitel 3.2.1 und 3.2.2.

3.2.2 Einzelüberlastungsmaßnahmen

Die Menge der Einspeisereduzierungen durch Überlastungen in einer ÜNB Regelzone (bei Kuppelleitungen auch regelzonenübergreifend) umfasste im Gesamtjahr 2017 ein Volumen von ca. 7.209 GWh. Die zum Ausgleich getätigten Anpassungen durch Einspeiserhöhungen beliefen sich auf ca. 7.205 GWh. Damit betrug die gesamte Menge dieser Redispatcheingriffe (Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen) im Gesamtjahr 2017 rund 14.414 GWh.

Für das Gesamtjahr 2017 wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen durch Überlastungen in einer Regelzone mit einer Gesamtdauer von rund 14.202 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 353 Tagen des Jahres entsprechende Eingriffe angewiesen.

Nachfolgende Tabelle 15 fasst die Angaben zum Redispatch durch Überlastungen in einer Regelzone im Gesamtjahr 2017 zusammen.

Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen im Jahr 2017

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge Einspeisereduzierungen in GWh ¹	Gesamtmenge (Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen) in GWh
Regelzone TenneT	9.429	4.371	8.743
Regelzone 50Hertz	1.889	1.623	3.246
Regelzone TransnetBW	1.174	280	556
Regelzone Amprion	1.712	935	1.869
Gesamt	14.202	7.209	14.414

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 4: Redispatchmaßnahmen gemäß Anfordererprinzip nach ÜNB Regelzonen im Gesamtjahr 2017

3.2.2.1 Strombedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen

In der Mehrzahl mussten im Gesamtjahr 2017 strombedingte Redispatchmaßnahmen durchgeführt werden. In Summe wurden für diese Maßnahmen entsprechende Überlastungen mit einer Gesamtdauer von 11.511 Stunden gemeldet und Maßnahmen mit einem Volumen an Einspeisereduzierungen von 6.640 GWh veranlasst.

Für diese Maßnahmen ist im Vergleich zum Gesamtjahr 2016 die Dauer deutlich um 1.251 Stunden (2016: 10.260 Stunden) sowie die Menge der Einspeisereduzierungen durch strombedingten Redispatch um 919 GWh gestiegen (2016: 5.721 GWh).

Tabelle 5 zeigt, dass für Einzelüberlastungsmaßnahmen das am stärksten belastete Netzelement im Gesamtjahr 2017 weiterhin die Leitung Remptendorf-Redwitz war. Dennoch ist die Belastung auf diesem Netzelement im Vergleich zum Vorjahr und insbesondere zum Jahr 2015 deutlich zurückgegangen. Auffällig ist vor allem die deutlich gesunkene Belastung nach der vollständigen Inbetriebnahme der „Thüringer Strombrücke“ am 14. September 2017. Die zeitliche Überlastung der dortigen Leitung „Remptendorf-Redwitz“ sank im 4. Quartal auf nur noch 18 Stunden (Q4 2016: 945 Stunden).

Deutlich zugenommen haben die Überlastungen im Gebiet Dörpen. Die dortigen Leitungen von Dörpen nach Hanekenfähr, welche insbesondere Offshore-Strom von Windparks aus der Nordsee transportieren, waren die im Jahr 2017 am zweithäufigsten betroffenen Netzelemente. Unverändert hoch ist die Belastung des Netzelements Brunsbüttel, gefolgt von den Leitungen von Pleinting und Altheim ins österreichische Sankt Peter.

Die Nummerierung der in Tabelle 5 dargestellten Netzelemente ist nicht als Rangfolge zu verstehen, da sich aufgrund der nicht dargestellten Maßnahmen aus den 4-ÜNB-Vorabmaßnahmen 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 obigen Tabelle ihrer jeweiligen geographischen Lage zuordnet.

Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2017

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone ¹	Dauer (in Std.)	Menge Einspeise- reduzierungen (in GWh)	Menge Einspeise- erhöhung (in GWh)
1	Remptendorf-Redwitz	50Hertz/TenneT	1.791	2.455	2.455
2	Gebiet Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr (Amprion Regelzone))	TenneT/Amprion	1.346	556	561
3	Brunsbüttel-Brunsbüttel 50 Hertz-Zone	TenneT/50Hertz	1.017	600	600
4	Gebiet Pleinting (Pleinting Transformator, Pleinting - Sankt Peter (AT))	TenneT	729	489	489
5	Gebiet Altheim (Altheim-Sittling, Altheim-Simbach-Sankt Peter (AT))	TenneT	550	381	381
6	Ville Ost (Rommerskirchen - Sechtem)	Amprion	393	273	271
7	Lehrte - Godenau	TenneT	359	58	58
8	Borken-Giessen-Karben	TenneT	354	215	215
9	Gebiet Landesbergen (Landesbergen-Wechold-Sottrum, Landesbergen-Sottrum)	TenneT	354	136	136
10	Großkrotzenburg-Dettingen /Amprion-Zone	TenneT/Amprion	290	148	148
11	Gebiet Altbach (Altbach Trafo, Altbach-Muehlhausen)	TransnetBW	228	17	17
12	Gebiet Stalldorf (Kupferzell-Stalldorf, Grafenrheinfeld-Stalldorf)	TransnetBW	222	74	75
13	Dipperz-Großkrotzenburg	TenneT	183	70	70
14	Gebiet Conneforde-Sottrum (Sottrum - Huntorf - Conneforde-Unterweser)	TenneT	145	62	62
15	Goldgrund (Maximiliansau-Daxlanden)	Amprion/TransnetBW	129	41	41
16	Gebiet Großkrotzenburg (Großkrotzenburg Transformator, Großkrotzenburg-Karben)	TenneT	123	51	51
17	Gebiet Mikulowa (PSE-Netz PL, Hagenwerder-Mikulowa, Mikulowa Czarna, Mikulowa-Cieplce)	50Hertz	118	33	33
18	Gebiet Irsching-Zolling (Irsching-Zolling, Zolling Transformator, Irsching Transformator)	TenneT	113	16	16
19	Leitung Kugelberg Ost (Bürstadt-Hoheneck-Weingarten-Daxlanden)	Amprion	103	66	66
20	Leitung Nette Ost (Sechtem-Weissenhurm)	Amprion	85	94	94
21	Gebiet Mehrum-Hallendorf (Mehrum - Gleidingen - Hallendorf, Mehrum - Hallendorf)	TenneT	67	12	12
22	Walberberg West (Knapsack-Sechtem)	Amprion	65	75	75
23	Gebiet Daxlanden (Daxlanden-Maximiliansau-Goldgrund, Daxlanden-Weingarten)	TransnetBW/Amprion	63	14	14

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

Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2017

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone ¹	Dauer (in Std.)	Menge Einspeise- reduzierungen (in GWh)	Menge Einspeise- erhöhung (in GWh)
24	Großkrotzenburg-Urberach/Amprion Regelzone	TenneT/Amprion	62	29	29
25	Helmstedt - Wolmirstedt (TenneT Regelzone)	50Hertz/TenneT	52	36	36
26	Gebiet Bärwalde (Graustein-Bärwalde, Bärwalde-Schmölln)	50Hertz	48	16	16
27	Gebiet Lehrte-Wahle (Lehrte-Mehrum, Lehrte-Wahle)	TenneT	48	5	5
28	Borken-Waldeck-Twistetal	TenneT	43	16	16
29	Gebiet Ovenstädt-Bechterdissen (Ovenstädt-Eickum-Berchterdissen)	TenneT	39	16	16
30	Dollern-Wilster	TenneT	36	13	13
31	Germersheim Süd (Weingarten-Daxlanden)	Amprion/ TransnetBW	35	10	10
32	Donau Ost/West (Vöhringen-Hoheneck-Dellmensingen, Vöhringen-Dellmensingen)	Amprion/ TransnetBW	35	10	10
33	Sottrum - Blockland	TenneT	34	5	5
34	Gebiet Helmstedt (Wahle-Helmstedt, Hattorf-Helmstedt)	TenneT	31	19	19
35	Audorf-Hamburg Nord	TenneT	27	13	13
36	Gebiet Mecklar-Dipperz (Borken-Mecklar, Mecklar-Dipperz)	TenneT	24	7	7
37	Brunsbüttel-Büttel	TenneT	24	11	11
38	Conneforde-Maade	TenneT	21	9	9
39	Wilster - Audorf	TenneT	18	3	3
40	Röhrsdorf-Hradec (CZ)	50Hertz	17	7	7
41	Mecklar (TenneT Regelzone)-Eisenach	50Hertz/TenneT	15	7	7
42	Streumen-Röhrsdorf	50Hertz	15	7	7
43	Gebiet Erzhausen (Godenau - Erzhausen - Hardeggen -Göttingen)	TenneT	15	1	1
44	Leitung Selhausen West (Oberzier-Niedersiedem)	Amprion	13	2	2
45	Uentrop Nord (Gersteinwerk-Hanekenfähr-Uentrop)	Amprion	13	3	3
46	Hoheneck West (Hoheneck-Rheinau)	Amprion	12	4	4

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

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 5: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2017

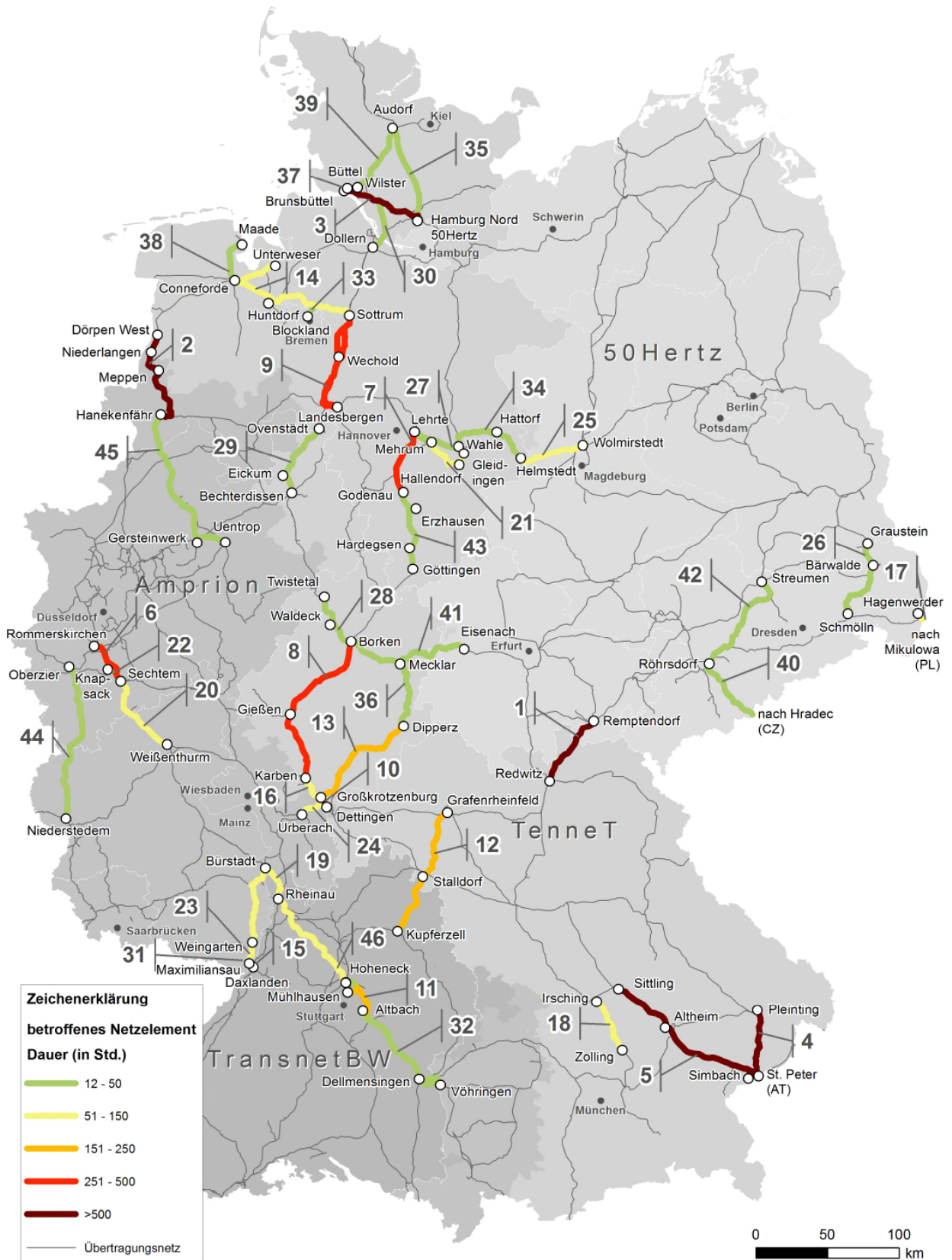


Abbildung 2: Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2017 gemäß Meldungen der ÜNB

3.2.2.2 Spannungsbedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen

Neben den strombedingten Redispatchmaßnahmen wurden im Gesamtjahr 2017 spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen nach dem Anfordererprinzip von insgesamt etwa 2.691 Stunden gemeldet. Das Volumen der getätigten Maßnahmen belief sich dabei auf ca. 569 GWh. Hinzu kommen Gegengeschäfte in Höhe von ca. 563 GWh. Der Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch ist im Vergleich zum Gesamtjahr 2016 auf einem ähnlichen Niveau. Die Dauer ist im Jahr 2017 um 386 Stunden (2016: 3.077 Stunden), die Menge der getätigten Maßnahmen ist um 35 GWh gestiegen (2016: 534 GWh).

Eine genaue Aufteilung der betroffenen Netzelemente und Netzgebiete ist Tabelle 7 zu entnehmen.¹⁰

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.

¹⁰ Da sich spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf räumlich größere Netzregionen (und nicht auf einzelne Leitungen bzw. Umspannwerke) beziehen, wird aus Darstellungsgründen auf eine Übersichtskarte verzichtet.

Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im vierten Quartal 2017¹

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge getätigte Maßnahmen in GWh
Regelzone TenneT: Netzgebiet Nord	130	25
davon Netzgebiet Conneforde	130	25
Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte	1.870	392
davon Ovenstädt-Bechterdissen-Borken	801	152
davon Netzgebiet Borken (Borken-Dipperz-Großkrotzenburg, Gießen, Karben)	1.040	234
davon Netzgebiet Mehrum-Grohnde-Borken	29	6
Regelzone TenneT: Netzgebiet Süd	170	18
davon Netzgebiet Oberbayern	170	18
Regelzone 50Hertz	8	4
Regelzone TransnetBW	513	130
davon Dellmensingen, Kupferzell, Wendlingen	8	1
davon Gebiet Altbach (Altbach-Muehlhausen, Endersbach, Wendlingen, Buenzwangen)	305	73
davon Gebiet Daxlanden (Daxlanden-Eichstetten, Daxlanden-Philipsburg, Daxlanden-Heidelberg)	169	51
davon Gebiet Grossgartach (Grossgartach-Hueffenhardt, Grossgartach-Kupferzell)	23	5
davon Muehlhausen-Pulverdingen	8	1

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

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 6: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im Gesamtjahr 2017

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 Jahr 2017 rund 1.799 GWh der Redispatchgesamtmenge aus und sind Bestandteil der Einzelüberlastungsmaßnahmen. Die Kosten für Countertrading lagen bei rund 26,6 Mio. Euro und sind damit im Vergleich zu den Vorjahren angestiegen (2015: 23,5 Mio. Euro; 2016: 12 Mio. Euro).

3.2.4 Einsatz Netzreserve

Insgesamt wurden im Jahr 2017 an 145 Tagen Netzreserveabrufe mit einer Gesamtarbeit von rund 2.129 GWh getätigt. Netzreservekraftwerke werden sowohl von allen 4-ÜNB als auch als Einzelüberlastungsmaßnahmen angefordert. Nach einer ersten Schätzung der ÜNB lagen die Kosten für den Abruf bei rund 182,3 Mio. Euro. Die Vorhaltekosten beliefen sich auf 232,8 Mio. Euro. Die Einsatztage bewegten sich damit auf einem höheren

Niveau als im Jahr 2016 (2016: 108 Tage), die geleistete Arbeit hat sich um etwa 920 GWh erhöht (2016: 1.209 GWh).

Tabelle 8 enthält eine Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im Jahr 2017. Der „Einsatz- Durchschnitt in MW“ zeigt eine durchschnittlich angeforderte Leistung pro Einsatztage. Dieser Durchschnittswert war im Januar 2017 mit 1.436 MW am höchsten. Die maximale Leistungsanforderung der Netzreservekraftwerke lag mit 3.324 MW ebenfalls im Januar 2017.

Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze in 2017

	Tage	Einsatz- Durchschnitt in MW	Maximale Leistungsanforderung in MW	MWh Summe
Januar	26	1.436	3.324	877.674
Februar	23	913	2.682	482.668
März	15	555	1.648	143.976
April	10	332	979	47.068
Mai	5	135	464	6.135
Juni				
Juli	5	233	550	9.878
August	9	238	625	39.671
September	4	169	550	6.726
Oktober	20	437	1.516	154.074
November	16	627	2.098	220.742
Dezember	12	519	1.058	139.891
Gesamt	145			2.128.501

Quelle: Redispatch-Kraftwerkseinsatzmeldungen der ÜNB an die Bundesnetzagentur

Tabelle 7: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im Gesamtjahr 2017

3.2.5 Kraftwerkseinsätze Redispatch

Im Jahr 2017 wurde von inländischen Marktkraftwerken und von in- und ausländischen Reservekraftwerken eine Gesamtmenge von 14.876 GWh (8.619 GWh Einspeisereduzierungen und 6.258 GWh Einspeiserhöhungen) zur Behebung von Netzengpässen erbracht. Die Differenz zwischen Einspeisereduzierung – und -erhöhung kommt u. a. dadurch zustande, dass bei grenzüberschreitenden Redispatchmaßnahmen Kraftwerke von ausländischen ÜNB angewiesen werden. Diese Anweisungen werden in den folgenden Auswertungen nicht betrachtet.

Wie Abbildung 3 zeigt, werden zum Redispatch Kraftwerke mit unterschiedlichen Energieträgern herangezogen. Der Energieträger Braunkohle lieferte dabei 60 Prozent der abgesenkten Mengen im Jahr 2017. Bei den Einspeiserhöhungen spielen Braunkohlekraftwerke keine Rolle. Hier waren die Energieträger Steinkohle und Erdgas mit jeweils über 35 Prozent die Energieträger, die am meisten für Einspeiserhöhungen herangezogen wurden. Ein Teil der Redispatcharbeit wird auch an der Börse beschafft, diese Mengen können keinem Energieträger zugeordnet werden und fallen daher in die Kategorie „Unbekannt“. 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.

Kraftwerkseinsätze in Deutschland zum Redispatch nach Energieträgern in 2017 in GWh

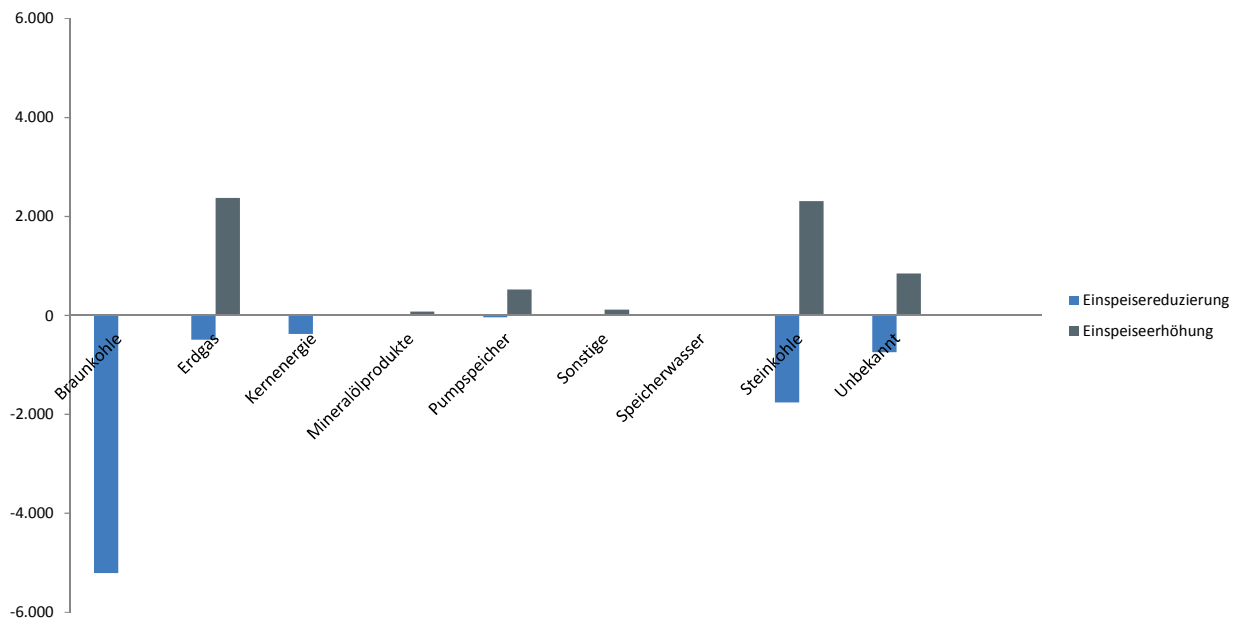
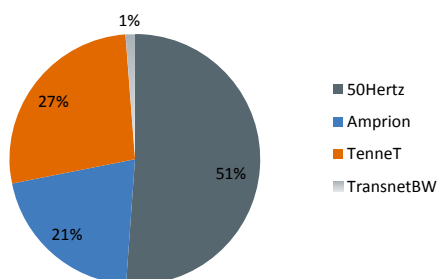


Abbildung 3: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im Jahr 2017

Einspeisereduzierungen und -erhöhungen verteilen sich der Menge nach unterschiedlich auf die jeweilig anweisenden ÜNB. Der anweisende ÜNB ist 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 Vorabmaßnahmen gemeinschaftlich bei dem ÜNB angefordert, in dessen Regelzone das benötigte Kraftwerk liegt. Im Jahr 2017 wurden 51 Prozent der reduzierten Mengen von 50Hertz angewiesen, gefolgt von TenneT (27 Prozent) und Amprion (21 Prozent). Von TransnetBW wurden fast ausschließlich Einspeiserhöhungen angewiesen. Der Hauptteil der Einspeiserhöhungen von inländischen Marktkraftwerken und von Reservekraftwerken im In- und Ausland entfiel mit einem Anteil von 55 Prozent auf die TenneT-Regelzone.

Einspeisereduzierung im Jahr 2017



Einspeiserhöhung im Jahr 2017

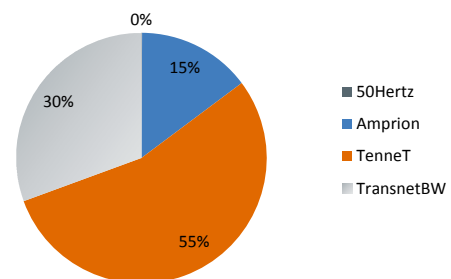


Abbildung 4 Einspeisereduzierungen und -erhöhungen nach Regelzone im Jahr 2017 als Anteil an der gesamten reduzierten bzw. erhöhten Redispatchmenge.

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

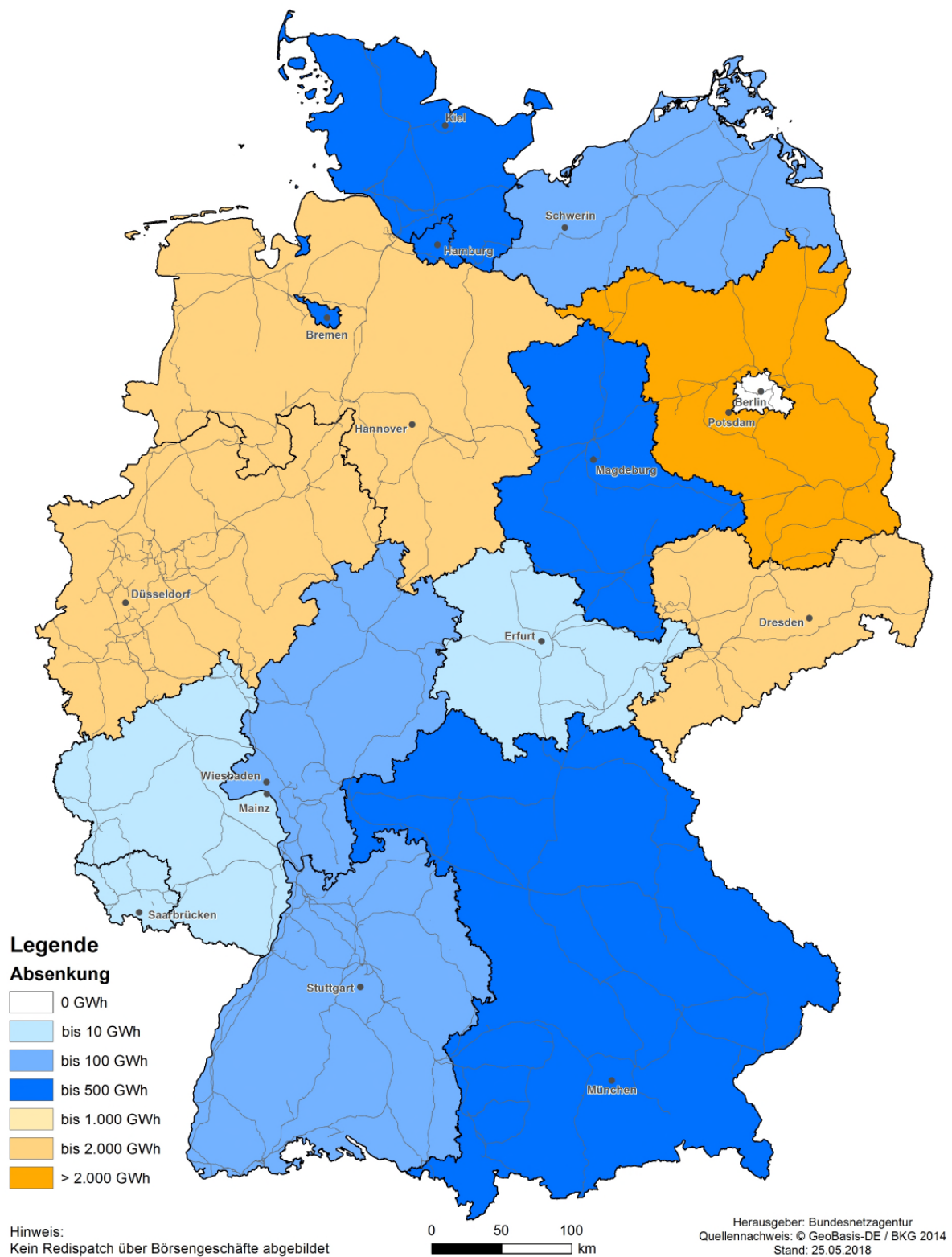


Abbildung 5 Kraftwerksreduzierungen auf Anforderung der deutschen ÜNB im Jahr 2017

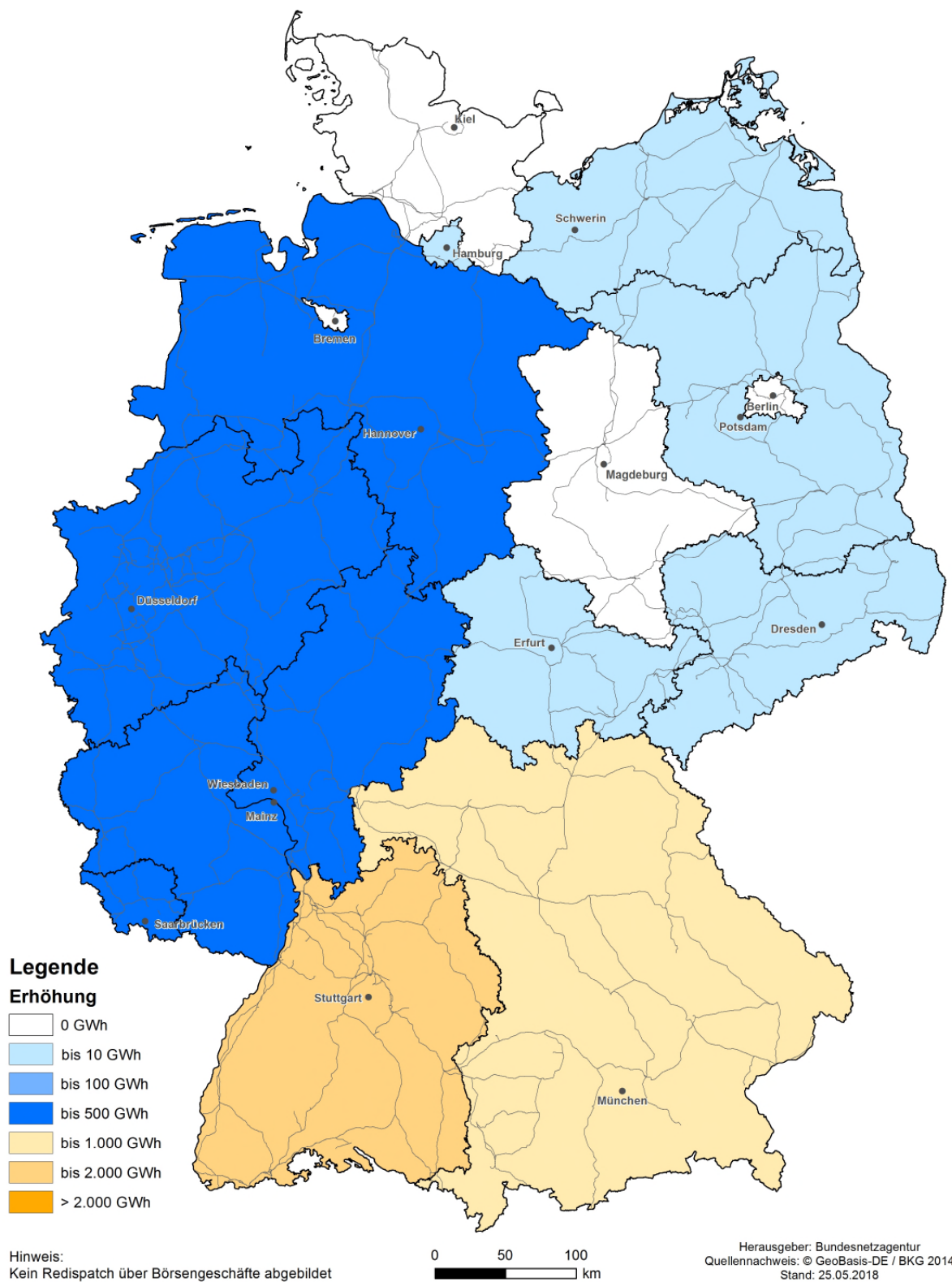


Abbildung 6 Kraftwerkserhöhung auf Anforderung der deutschen ÜNB im Jahr 2017

3.3 Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG im Gesamtjahr 2017

Im Gesamtjahr 2017 wurden durch die ÜNB und VNB rund 5.518 GWh an Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen gemeldet. Vergleicht man diesen Wert mit dem Gesamtjahr 2016, so ergibt sich eine Erhöhung der Menge an Ausfallarbeit um rund 1.775 GWh (2016: 3.743 GWh)

Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für das Jahr 2017 auf rund 610 Mio. Euro und sind somit im Vergleich zum Vorjahr um rund 237 Mio. Euro gestiegen (2016: 373 Mio. Euro).

3.3.1 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern

Rund 59 Prozent der Ausfallarbeit und rund 58 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche entfallen im Gesamtjahr 2017 auf Schleswig-Holstein. Es folgen Niedersachsen und Brandenburg mit zwanzig bzw. rund acht Prozent der gesamtdeutschen Ausfallarbeit. Wie in Tabelle 9 dargestellt, weisen auch die Bundesländer Sachsen-Anhalt, Mecklenburg-Vorpommern und Nordrhein-Westfalen hohe Abregelungsmengen auf.

Dabei ist auf Folgendes hinzuweisen: Der hohe Anteil von Abregelungen in Ländern wie Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Brandenburg und Sachsen-Anhalt heißt nicht zwingend, dass in diesen Ländern der Netzausbau unzureichend vorangetrieben würde. Die für die Maßnahmen ursächlichen Netzengpässe müssen nicht in den Gebieten liegen, in denen die Abregelungen erforderlich werden. Der hohe Umfang der Maßnahmen in den norddeutschen Bundesländern spiegelt das in diesen Ländern vorhandene Erzeugungs- und Abregelungspotential wieder.

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 1.098,14 GWh (2016: 182,27 GWh; 2015: 428,94 GWh). Niedersachsen verzeichnete im Ländervergleich auch die höchste Zubaurate neuer Windenergieanlagen im Jahr 2016 was folglich auch zu erhöhter Windenergie-Einspeisung im Jahr 2017 beitrug.¹¹ 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.

¹¹ Vgl. EEG in Zahlen 2016 abrufbar unter <http://www.bnetza.de/eegiz>.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im Jahr 2017 und 2016 nach Bundesländern

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
Gesamtjahr 2017					Gesamtjahr 2016			
Schleswig-Holstein	3.258,34	59,0%	351.246.342	57,6%	2.706,11	72,3%	273.012.271	73,2%
Niedersachsen	1.098,14	19,9%	156.926.569	25,7%	182,27	4,9%	17.936.087	4,8%
Brandenburg	423,28	7,7%	40.134.390	6,6%	335,95	9,0%	34.302.405	9,2%
Sachsen-Anhalt	288,84	5,2%	23.784.995	3,9%	148,19	4,0%	13.287.875	3,6%
Mecklenburg-Vorpommern	238,95	4,3%	22.140.261	3,6%	317,57	8,5%	29.599.240	7,9%
Nordrhein-Westfalen	142,45	2,6%	9.333.274	1,5%	13,62	0,4%	1.286.288	0,3%
Thüringen	35,52	0,6%	3.108.736	0,5%	13,43	0,4%	1.309.674	0,4%
Rheinland-Pfalz	14,20	0,3%	1.366.557	0,2%	18,74	0,5%	1.322.540	0,4%
Hamburg	6,45	0,1%	651.450	0,1%	-	0,0%	-	0,0%
Baden-Württemberg	4,45	0,1%	384.393	0,1%	3,24	0,1%	305.991	0,1%
Bayern	3,95	0,1%	585.290	0,1%	3,31	0,1%	292.782	0,1%
Sachsen	3,38	0,1%	312.282	0,1%	0,74	0,0%	80.434	0,0%
Hessen	0,01	0,0%	675	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Berlin	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Bremen	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Saarland	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Gesamt	5.517,98	100,0%	609.975.213,71	100,0%	3.743,19	100,0%	372.735.588	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

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

3.3.2 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern

Mit rund 81 Prozent der Ausfallarbeit und rund 66 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche ist der Energieträger Wind an Land (onshore) der mit Abstand am häufigsten abgeregelte Energieträger. Weitere rund fünfzehn Prozent der Ausfallarbeit fallen im Gesamtjahr 2017 auf den Energieträger Wind auf See (offshore), der rund 26 Prozent der geschätzten Entschädigungsansprüche generiert. Im Vergleich zum Gesamtjahr 2016 hat sich der Energieträger Wind auf See (offshore) vom dritten auf den zweiten Rang in der Menge der Abregelung verschoben. Diese Entwicklung hatte sich bereits in der Gesamtjahresbetrachtung 2016 und den ersten Quartalen 2017 gezeigt und ist mit dem starken Zubau von Offshore Windenergieanlagen in den Jahren 2015 und 2016 zu begründen.

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

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im Gesamtjahr 2017 und 2016

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
	Gesamtjahr 2017				Gesamtjahr 2016			
Wind (onshore)	4.461,19	80,8%	403.649.511	66,2%	3.498,02	93,5%	319.730.787,25	85,8%
Wind (offshore)	825,96	15,0%	157.227.953	25,8%	32,03	0,9%	6.154.528,75	1,7%
Solar	163,14	3,0%	40.078.046	6,6%	184,08	4,9%	42.231.542,62	11,3%
Biomasse einschl. Biogas	61,11	1,1%	8.678.684	1,4%	26,47	0,7%	4.334.283,02	1,2%
Laufwasser	2,71	0,0%	34.312	0,0%	0,50	0,0%	47.102,70	0,0%
KWK-Strom	2,70	0,0%	212.119	0,0%	1,80	0,0%	215.179,39	0,1%
Deponie-, Klär- und Grubengas	0,77	0,0%	58.544	0,0%	0,29	0,0%	22.163,87	0,0%
Energieträger unbekannt	0,38	0,0%	36.045	0,0%	-	-	-	-
Gesamt	5.517,98	100,0%	609.975.214	100,0%	3.743,19	100,0%	372.735.588	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

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

3.3.3 Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen

Im Jahr 2017 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 Erlösbergrenze 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 wiederum nur, dass die weitaus meisten erneuerbaren Anlagen im Verteilernetz angeschlossen sind und deshalb auch Maßnahmen zur Entlastung der Übertragungsnetze Abregelungen im Verteilernetz erfordern.

Diese Unterscheidung zwischen Abregelungs- und Verursachungsebene kann durch die Zuordnung der Maßnahmen zur verursachenden Netzebene verdeutlicht werden. Durch die Gesamtauswertung der durch die ÜNB und VNB an die Bundesnetzagentur gemeldeten Daten ergibt sich eine Zuordnung der abgeregelten Mengen zur verursachenden Netzebene. Danach sind rund 89 Prozent der Ausfallarbeit auf eine Verursachung im Übertragungsnetz zurückzuführen. Für das Gesamtjahr 2017 sind die Werte in der folgenden Tabelle dargestellt.

In den Tabellen 12 und 13 werden die Abregelungen differenziert nach Bundesländern für das Übertragungsnetz und die Verteilernetze im Jahr 2017 gegenüber dem Jahr 2016 dargestellt.

Netzebenen der Abregelungen sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen im Jahr 2017

	Anlagen im Übertragungsnetz	Anlagen im Verteilernetz
Ausfallarbeit in GWh	892,41	4.625,56
Prozentuale Verteilung (Ausfallarbeit)	16,2%	83,8%
Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber in Euro	163.662.835	446.312.378
Prozentuale Verteilung (Entschädigungsansprüche)	26,8%	73,2%
	Übertragungsnetz	Verteilernetz
Verursachung der Maßnahmen in GWh	4.927,11	590,87
Prozentuale Verteilung (Verursachung)	89,3%	10,7%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

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

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

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
	Gesamtjahr 2017				Gesamtjahr 2016			
Niedersachsen	537,31	60,2%	102.926.291,35	62,9%	6,33	4,2%	1.230.844	7,1%
Schleswig-Holstein	293,25	32,9%	54.718.926,19	33,4%	40,92	27,4%	6.456.851	37,2%
Brandenburg	55,41	6,2%	5.366.167,79	3,3%	101,12	67,7%	9.583.212	55,2%
Hamburg	6,45	0,7%	651.450,00	0,4%	-	0,0%	-	0,0%
Mecklenburg-Vorpommern	-	-	-	-	0,96	0,6%	97.440	0,6%
Sachsen-Anhalt	-	-	-	-	-	-	-	-
Thüringen	-	-	-	-	-	-	-	-
Nordrhein-Westfalen	-	-	-	-	-	-	-	-
Sachsen	-	-	-	-	-	-	-	-
Baden-Württemberg	-	-	-	-	-	-	-	-
Rheinland-Pfalz	-	-	-	-	-	-	-	-
Hessen	-	-	-	-	-	-	-	-
Bayern	-	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	892,41	100,0%	163.662.835	100,0%	149,33	100,0%	17.368.347	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 11: Regionale Verteilung der Abregelung durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im Gesamtjahr 2017 und 2016

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

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
Gesamtjahr 2017					Gesamtjahr 2016			
Schleswig-Holstein	2.965,09	64,1%	296.527.415,43	66,4%	2.665,20	74,2%	266.555.420,04	75,0%
Niedersachsen	560,84	12,1%	54.000.277,53	12,1%	175,94	4,9%	16.705.243,11	4,7%
Brandenburg	367,87	8,0%	34.768.221,99	7,8%	234,84	6,5%	24.719.193,14	7,0%
Sachsen-Anhalt	288,84	6,2%	23.784.995,23	5,3%	148,19	4,1%	13.287.874,56	3,7%
Mecklenburg-Vorpommern	238,95	5,2%	22.140.261,02	5,0%	316,61	8,8%	29.501.800,37	8,3%
Nordrhein-Westfalen	142,45	3,1%	9.333.274,41	2,1%	13,62	0,4%	1.286.288,12	0,4%
Thüringen	35,52	0,8%	3.108.736,37	0,7%	13,43	0,4%	1.309.673,86	0,4%
Rheinland-Pfalz	14,20	0,3%	1.366.557,19	0,3%	18,74	0,5%	1.322.540,33	0,4%
Baden-Württemberg	4,45	0,1%	384.392,50	0,1%	3,24	0,1%	305.990,72	0,1%
Bayern	3,95	0,1%	585.289,97	0,1%	3,31	0,1%	292.782,26	0,1%
Sachsen	3,38	0,1%	312.281,74	0,1%	0,74	0,0%	80.434,22	0,0%
Hessen	0,01	0,0%	675,00	0,0%	-	-	-	-
Hamburg	-	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	4.625,56	100%	446.312.378	100%	3.593,86	100%	355.367.241	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

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

Auch hier gilt, dass der hohe Umfang der EinsMan-Maßnahmen in den norddeutschen Verteilnetzen nicht bedeutet, dass hier auch die wesentlichen Netzengpässe lägen. Sie zeigt nur, in welchen Netzen das größte Abregelungspotential besteht.

3.3.4 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen

Der nachstehenden Tabelle 13 ist die Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im Gesamtjahr 2017 gegenüber dem Gesamtjahr 2016 zu entnehmen. Die unterschiedliche Verteilung der EinsMan-Maßnahmen auf die Regelzonen begründet sich insbesondere mit der regional unterschiedlichen Einspeisemenge aus Erneuerbaren Energien. In 2016 entfielen auf die Regelzone von TenneT ca. 45 Prozent der eingespeisten Jahresarbeit aus Erneuerbaren Energien, auf 50 Hertz ca. 28,5 Prozent, auf Amprion ca. 19,2 Prozent und auf die Regelzone von TransnetBW ca. 7,31 Prozent¹². Es ist davon auszugehen, dass sich diese Verteilung in 2017 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 von Amprion mit angeforderten EinsMan-Maßnahmen.

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 13 zeigt daher in erster Linie, dass die Abregelungsmengen kongruent mit den Entschädigungsansprüchen für Anlagenbetreiber sind.

¹²Vgl. EEG in Zahlen 2016 abrufbar unter <http://www.bnetza.de/eegiz>.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im Jahr 2017 und 2016

Regelzone	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 14 Abs. 1 EEG i.V.m. § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 14 Abs. 1 EEG i.V.m. § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung
	Gesamtjahr 2017				Gesamtjahr 2016			
TenneT	4.311,64	78,1%	501.100.489	82,2%	2.905,85	77,6%	292.777.843	78,5%
50Hertz	784,01	14,2%	71.934.655	11,8%	793,68	21,2%	76.667.864	20,6%
Amprion	227,49	4,1%	20.058.237	3,3%	40,26	1,1%	2.960.667	0,8%
TransnetBW	194,84	3,5%	16.881.833	2,8%	3,40	0,1%	329.214	0,1%
Gesamt	5.517,98	100%	609.975.214	100%	3.743,19	100,0%	372.735.588	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

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

3.4 Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG im Gesamtjahr 2017

Im Gesamtjahr 2017 haben drei Verteilernetzbetreiber Anpassungen von Stromeinspeisungen nach § 13 Abs. 2 EnWG angewiesen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 34,5 GWh verteilt über drei Bundesländer. Im Vergleich mit dem Gesamtjahr 2016 ist hier für 2017 eine deutliche Erhöhung um rund 30,5 GWh festzustellen¹³.

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

Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im Jahr 2017

Energieträger	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 in GWh	Prozentuale Verteilung
Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil)	10,95	31,7%
Erdgas	23,55	68,3%
Gesamt	34,50	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 14: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im Gesamtjahr 2017

In der nachfolgenden Tabelle 15 ist die Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern zu sehen. Im Jahr 2017 wurden nur in Sachsen-Anhalt, Brandenburg und Thüringen Maßnahmen durchgeführt.

Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im Gesamtjahr 2017 und 2016

Bundesland	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung
	Gesamtjahr 2017		Gesamtjahr 2016	
Sachsen-Anhalt	28,28	82,0%	0,38	0,0%
Brandenburg	5,84	16,9%	-	0,0%
Thüringen	0,38	1,1%	0,10	0,0%
Sachsen	-	0,0%	0,60	100,0%
Hessen	-	0,0%	1,61	0,0%
Gesamt	34,50	100,0%	3,99¹	100,0%

¹ In diesem Wert sind 1,3 GWh aus dem zweiten Quartal 2016 enthalten, die keinem Bundesland zugeordnet wurden.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 15: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im Gesamtjahr 2017 gegenüber 2016

¹³ Die Menge der Anpassungsmaßnahmen für das Jahr 2016 wurde angepasst, da ein Verteilernetzbetreiber eine Korrekturmeldung vorgenommen hat.

4 Viertes Quartal 2017

4.1 Zusammenfassung

4.1.1 Redispatch¹⁴

Die gesamten Einspeisereduzierungen beliefen sich im 4. Quartal 2017 auf 2.544 GWh, die Einspeiserhöhungen von Marktkraftwerken auf 2.096 GWh und die Einspeiserhöhungen durch den Einsatz von Reservekraftwerken auf 515 GWh¹⁵. Die für die Marktkraftwerke angefallenen Kosten liegen nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei etwa 94,5 Mio. Euro und damit ca. 23,1 Mio. Euro unter den Kosten des 4. Quartals 2016.

Insgesamt wurden Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von 5.144 GWh¹⁶ angefordert, die Gesamtmenge ist damit um 955 GWh gestiegen (Q4 2016: 4.189 GWh).

Für Einzelüberlastungsmaßnahmen¹⁷ beliefen sich Einspeisereduzierungen und -erhöhungen im vierten Quartal 2017 auf jeweils ca. 1.461 GWh (in Summe 2.923 GWh). Die Dauer dieser Redispatchmaßnahmen betrug 3.756 Stunden und hat sich damit leicht um 215 Stunden erhöht (Q4 2016: 3.541 Stunden).

4.1.2 Einsatz Netzreservekraftwerke¹⁸

Im vierten Quartal 2017 wurden insgesamt an 48 Tagen Netzreserveabrufe mit einer Gesamtarbeit von rund 515 GWh getätigt. Nach einer ersten Schätzung der ÜNB lagen die Kosten für den Abruf bei rund 53,7 Mio. Euro.

Die Einsatztage bewegten sich damit auf einem höheren Niveau als im vierten Quartal 2016 (Q4 2016: 42 Tage) und erfolgten an etwa jedem zweiten Tag des Quartals; die geleistete Arbeit hat sich um etwa 150 GWh erhöht (Q4 2016: 365 GWh).

4.1.3 Einspeisemanagement (EinsMan)

Im vierten Quartal 2017 ist die Summe der Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen mit rund 2.307 GWh auf dem bislang höchsten Niveau. Die Einspeisespitzen aus erneuerbaren Energieträgern lagen im 4. Quartal weit über denen des windreichen 4. Quartals 2015. Die auf ENTSO-E verfügbaren Einspeisereihen zeigen, dass im Quartal 4 2017 an 33 Tagen mehr als 600 GWh einspeist wurden, im Jahr 2015 waren es nur 13 Tage. Verstärkt von der Abregelung betroffen waren vor allem Offshore-Windenergieanlagen. Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche für das vierte Quartal 2017 belaufen sich auf rund 274 Mio. Euro.

¹⁴ Alle Angaben zu Redispatchkosten ohne Netzreservekraftwerke.

¹⁵ Dieser Gesamtwert über den Einsatz von Netzreservekraftwerken enthält auch Probestarts und Testfahrten.

¹⁶ Dieser Gesamtwert über die Anforderungen aufgrund von Engpässen enthält keine Probestarts und Testfahrten.

¹⁷ Zur Differenzierung zwischen Einzelüberlastungsmaßnahmen und 4-ÜNB Vorabmaßnahmen siehe Gesamtjahresbetrachtung 2017.

¹⁸ Detaillierte Informationen zur Netzreserve sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zu finden. Link: www.bundesnetzagentur.de/netzreserve

Bei dem Vergleich der Werte mit dem vierten Quartal 2016 ergibt sich eine Erhöhung der Menge an Ausfallarbeit um rund 1.173 GWh (Q4 2016: 1.134 GWh) sowie der geschätzten Entschädigungsansprüche um rund 161 Mio. Euro (Q4 2016: 113 Mio. Euro).

4.1.4 Anpassungsmaßnahmen

Im vierten Quartal 2017 hat ein Verteilernetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen angewiesen. Dabei kam es nur in dem Bundesland Sachsen-Anhalt zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 24,3 GWh.

Im Vergleich zum vierten Quartal 2016 hat sich die Menge der Anpassungsmaßnahmen um rund 22,6 GWh um ein vielfaches erhöht (Q4 2016: 1,7 GWh).

4.2 Redispatch¹⁹

4.2.1 Gesamtentwicklung

Die gesamten Einspeisereduzierungen beliefen sich im 4. Quartal 2017 auf 2.544 GWh, die Einspeiserhöhungen von Marktkraftwerken auf 2.096 GWh und die Einspeiserhöhungen durch den Einsatz von Netzreservekraftwerken auf 515 GWh²⁰. Die für die Marktkraftwerke angefallenen Kosten liegen nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei etwa 94,5 Mio. Euro. Die Verteilung auf die ÜNB kann in Tabelle 16 nachvollzogen werden.

Vorläufige Kostenschätzung für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken im vierten Quartal 2017

Netzgebiet	Geschätzte Kosten in Mio. Euro ²
Regelzone TenneT	56,8
Regelzone 50Hertz	15,6
Regelzone TransnetBW	0,9
Regelzone Amprion	21,1
Gesamt	94,5

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 16 Vorläufige Kostenschätzung für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken im vierten Quartal 2017

Insgesamt wurden Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von 5.144 GWh²¹ angefordert, die Gesamtmenge ist damit um 955 GWh gestiegen (Q4 2016: 4.189GWh).

Dabei entfielen 2.923 GWh auf Einzelüberlastungsmaßnahmen und 2.221 GWh auf 4-ÜNB Vorabmaßnahmen. Für die 4-ÜNB Vorabmaßnahmen lässt sich, wie auch für die Einzelüberlastungsmaßnahmen feststellen, dass das Ergreifen von Maßnahmen wegen Überlastungen auf der Leitung zwischen Remptendorf und Redwitz enorm zurück gegangen ist (siehe hierzu auch Kapitel 4.2.1.1).

Für Einzelüberlastungsmaßnahmen²² beliefen sich Einspeisereduzierungen und -erhöhungen im vierten Quartal 2017 auf jeweils ca. 1.461 GWh (in Summe 2.923 GWh). Die Dauer dieser Redispatchmaßnahmen

¹⁹ Alle Angaben zu Redispatchkosten ohne Netzreservekraftwerke.

²⁰ Dieser Gesamtwert über den Einsatz von Netzreservekraftwerken enthält auch Probestarts und Testfahrten.

²¹ Dieser Gesamtwert über die Anforderungen aufgrund von Engpässen enthält keine Probestarts und Testfahrten

betrug 3.756 Stunden und hat sich damit leicht um 215 Stunden erhöht (Q4 2016: 3.541 Stunden). Da dabei 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 87 Tagen des Quartals und damit an fast jedem Tag entsprechende Eingriffe angewiesen. Während die Mengen der Maßnahmen in den Regelzonen von TenneT und Amprion nur etwas unter dem Niveau des Vorjahreszeitraumes liegen, gab es einen deutlichen Rückgang in den Regelzonen von TransnetBW und 50Hertz. Der Rückgang der Maßnahmen bei 50Hertz geht fast ausschließlich auf die deutlich weniger belastete Leitung Remptendorf-Redwitz zurück.

Nachfolgende Tabelle 16 fasst die Angaben zu Einzelüberlastungsmaßnahmen im vierten Quartal 2017 zusammen.

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

Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen Quartal 4 2017

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge Einspeise- reduzierungen in GWh ¹	Gesamtmenge (Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen) in GWh
Regelzone TenneT	2.865	1.096	2.192
Regelzone 50Hertz	282	150	300
Regelzone TransnetBW	103	24	48
Regelzone Amprion	506	191	382
Gesamt	3.756	1.461	2.923

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

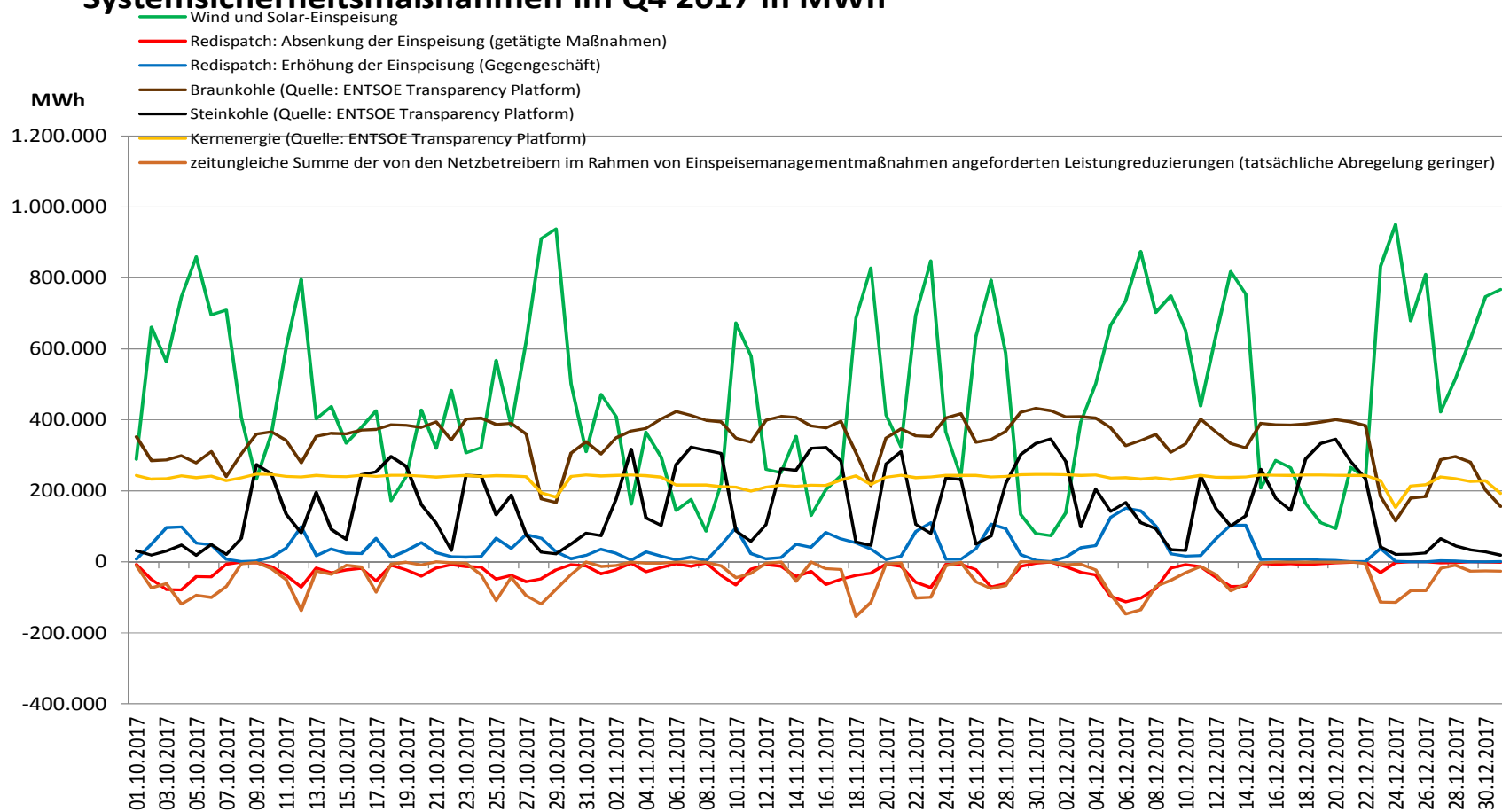
² Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch gemäß Datenmeldung der ÜNB an die Bundesnetzagentur.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 17: Redispatchmaßnahmen im vierten Quartal 2017

²² Zur Differenzierung zwischen Einzelüberlastungsmaßnahmen und 4-ÜNB Vorabmaßnahmen siehe Gesamtjahresbetrachtung 2017.

Tägliche Erzeugungsmenge je Energieträger und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im Q4 2017 in MWh¹



Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

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

Abbildung 7: Erzeugung und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im vierten Quartal 2017

4.2.1.1 Strombedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen Redispatch

In weit überwiegender Zahl mussten im vierten Quartal 2017 strombedingte Redispatchmaßnahmen durchgeführt werden. In Summe wurden entsprechende Überlastungen mit einer Gesamtdauer von 3.713 Stunden gemeldet und Maßnahmen mit einem Volumen von Einspeisereduzierungen von 1.451 GWh veranlasst. Davon entfielen 2.405 Stunden (65 Prozent) auf Netzelemente, bei denen die Dauer der Überlastung mindestens 12 Stunden betrug.

Im Vergleich zum vierten Quartal 2016 ist die Dauer um 301 Stunden (Q4 2016: 3.412) leicht gestiegen, die Menge der Einspeisereduzierung durch strombedingten Redispatch ist um 743 GWh gesunken (Q4 2016: 2.194 GWh).

Wie Tabelle 17 zeigt, ist die Belastung des Netzelementes Remptendorf-Redwitz deutlich zurückgegangen. Die vollständige Inbetriebnahme der „Thüringer Strombrücke“ am 14. September 2017 wirkte sich hier entlastend aus. Die am häufigsten belasteten Netzelemente lagen im vierten Quartal 2017 im Gebiet Dörpen, die dortige Leitungen Dörpen nach Hanekenfähr transportieren u. a. Offshore-Strom aus Windparks in der Nordsee. Darüber hinaus wurden von den ÜNB weitere Redispatchmaßnahmen von insgesamt 1.308 Stunden für die Entlastung weiterer Netzelemente ergriffen. Dies sind Redispatchmaßnahmen, die jeweils im Umfang von weniger als 12 Stunden je einzelne Leitung durchgeführt wurden.

Die nachfolgende Karte in Abbildung 8 ordnet die besonders kritischen Netzelemente (Anzahl der Stunden je Leitung ≥ 12) aus Tabelle 17 ihrer jeweiligen geographischen Lage zu.

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

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone ¹	Dauer (in Std.)	Menge Einspeise- reduzierungen (in GWh)	Menge Einspeise- erhöhung (in GWh)
1	Gebiet Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr (Amprion Regelzone))	TenneT/ Amprion	744	291	291
2	Brunsbüttel-Brunsbüttel 50 Hertz-Zone	TenneT/ 50Hertz	444	274	274
3	Landesbergen-Sottrum	TenneT	184	74	74
4	Gebiet Pleinting (Pleinting Transformator, Pleinting - Sankt Peter (AT))	TenneT	127	100	100
5	Gebiet Altheim (Altheim-Sittling, Altheim-Simbach-Sankt Peter (AT))	TenneT	118	82	82
6	Borken-Giessen-Karben	TenneT	115	65	65
7	Lehrte - Godenau	TenneT	100	15	15
8	Dipperz-Großkrotzenburg	TenneT	79	32	32
9	Großkrotzenburg-Dettingen /Amprion-Zone	TenneT/ Amprion	72	30	30
10	Irsching-Zolling	TenneT	70	11	11
11	Gebiet Daxlanden (Daxlanden-Maximiliansau-Goldgrund, Daxlanden-Weingarten)	TransnetBW	63	14	14
12	Großkrotzenburg-Urberach/Amprion Regelzone	TenneT/ Amprion	62	29	29
13	Gebiet Ovenstädt-Bechterdissen (Ovenstädt-Eickum-Berchterdissen)	TenneT	35	14	14
14	Dollern-Wilster	TenneT	31	11	11
15	Goldgrund (Maximiliansau-Daxlanden)	Amprion/Trans netBW	30	5	5
16	Audorf-Hamburg Nord	TenneT	27	13	13
17	Brunsbüttel-Büttel	TenneT	24	11	11
18	Mecklar-Dipperz	TenneT	19	4	4
19	Remptendorf-Redwitz	50Hertz/Tenne t	18	7	7
20	Ville Ost (Rommerskirchen - Sechtem)	Amprion	17	5	5
21	Leitung Selhausen West (Oberzier-Niederstedem)	Amprion	13	2	2
22	Uentrop Nord (Gersteinwerk-Hanekenfähr-Uentrop)	Amprion	13	3	3

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

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 18: Strombedingte Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im vierten Quartal 2017

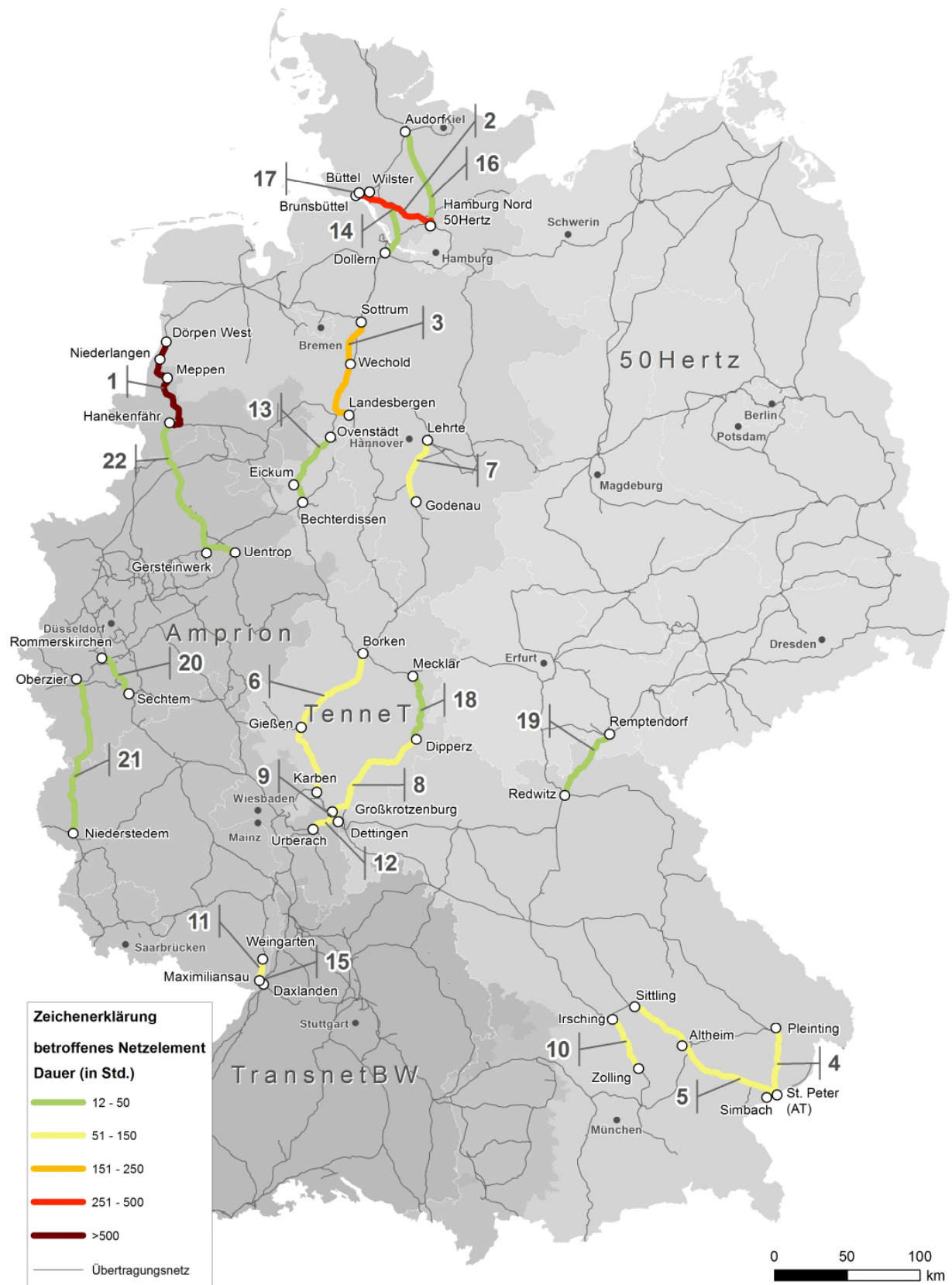


Abbildung 8: Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im vierten Quartal 2017 gemäß Meldungen der ÜNB

4.2.1.2 Spannungsbedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen

Neben den strombedingten Redispatchmaßnahmen wurden im vierten Quartal 2017 spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen von insgesamt lediglich 43 Stunden gemeldet. Der Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch ist in den Wintermonaten allgemein geringer. Das Volumen der getätigten Maßnahmen belief sich dabei auf ca. 10 GWh. Hinzu kommen Gegengeschäfte ebenfalls in Höhe von ca. 10 GWh. Der Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch hat im Vergleich zum vierten Quartal 2016 abgenommen. Die Dauer ist im vierten Quartal 2017 um 81 Stunden (Q4 2016: 128 Stunden), die Menge der getätigten Maßnahmen um 19 GWh gesunken (Q2 2016: 29 GWh).

Eine genaue Aufteilung der betroffenen Netzelemente und Netzgebiete ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.²³

Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im vierten Quartal 2017¹

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge getätigte Maßnahmen in GWh
Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte	43	10
davon Ovenstädt-Bechterdissen-Borken	6	1
davon Netzgebiet Borken (Borken-Dipperz-Großkrotzenburg, Gießen, Karben)	37	9

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 19: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im vierten Quartal 2017

4.2.2 Einsatz Netzreservekraftwerke

Insgesamt wurden im vierten Quartal 2017 an 48 Tagen Netzreserveabrufe mit einer Gesamtarbeit von rund 515 GWh getätigt. Nach einer ersten Schätzung der ÜNB lagen die Kosten für den Abruf bei 53,7 Mio. Euro.

Gegenüber dem vierten Quartal 2016 bewegten sich die Einsatztage auf einem leicht höheren Niveau (Q4 2016: 42 Tage), die geleistete Arbeit hat sich im Vergleich um etwa 150 GWh erhöht (Q4 2016: 365 GWh).

²³ Da sich spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf räumlich größere Netzregionen (und nicht auf einzelne Leitungen bzw. Umspannwerke) beziehen, wird aus Darstellungsgründen auf eine Übersichtskarte verzichtet.

Zusammenfassung der Reserveeinsätze im vierten Quartal 2017

	Tage	Einsatz- Durchschnitt in MW	MWh Summe
Oktober	20	437	154.074
November	16	627	220.742
Dezember	12	519	139.891
Gesamt	48	521	514.706

Tabelle 20: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im vierten Quartal 2017

4.3 Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG

Im vierten Quartal 2017 wurden durch die ÜNB und VNB rund 2.307 GWh an Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen gemeldet. Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für diesen Zeitraum auf rund 274 Mio. Euro. Vergleicht man die Werte mit dem vierten Quartal 2016, so ergibt sich eine Erhöhung der Menge an Ausfallarbeit um rund 1.173 GWh (Q4 2016: 1.134 GWh) sowie der geschätzten Entschädigungsansprüche um rund 161 Mio. Euro (Q4 2016: 113 Mio. Euro).

4.3.1 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern

Rund 49 Prozent der Ausfallarbeit und der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche entfallen im vierten Quartal 2017 auf Schleswig-Holstein. Es folgt Niedersachsen mit rund 29,5 Prozent. Die restlichen Abregelungen verteilen sich, wie in nachfolgender Tabelle dargestellt, auf zehn weitere Bundesländer. Die Gegenüberstellung mit dem vierten Quartal 2016 zeigt die deutliche Zunahme abgeregelter Mengen in Niedersachsen. Niedersachsen verzeichnete im Jahr 2016 im Ländervergleich die höchste Zubaurate neuer Windenergieanlagen, was folglich auch zu erhöhter Windenergieeinspeisung im Jahr 2017 beiträgt.²⁴ Auffällig ist auch die Steigerung der Ausfallarbeit in Nordrhein-Westfalen von 12,95 GWh im 4. Quartal 2016 auf 132,95 GWh im vierten Quartal 2017.

²⁴ Vgl. EEG in Zahlen 2016 abrufbar unter <http://www.bnetza.de/eegiz>.

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

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 4 2017				Quartal 4 2016			
Schleswig-Holstein	1.140,85	49,4%	132.780.698	48,4%	804,93	71,0%	82.327.550	72,7%
Niedersachsen	681,10	29,5%	101.969.409	37,2%	57,89	5,1%	6.096.344	5,4%
Brandenburg	149,49	6,5%	13.289.411	4,8%	110,15	9,7%	10.336.950	9,1%
Nordrhein-Westfalen	132,95	5,8%	8.551.646	3,1%	12,95	1,1%	1.204.787	1,1%
Sachsen-Anhalt	128,89	5,6%	10.802.589	3,9%	29,83	2,6%	2.648.816	2,3%
Mecklenburg-Vorpommern	59,09	2,6%	5.212.629	1,9%	101,80	9,0%	9.440.679	8,3%
Hamburg	6,45	0,3%	651.450	0,2%	-	0,0%	-	0,0%
Rheinland-Pfalz	4,57	0,2%	505.273	0,2%	4,29	0,4%	212.171	0,2%
Baden-Württemberg	2,17	0,1%	184.951	0,1%	1,34	0,1%	120.197	0,1%
Sachsen	1,27	0,1%	116.227	0,0%	0,00	0,0%	425	0,0%
Bayern	0,50	0,0%	56.885	0,0%	0,69	0,1%	1.416	0,0%
Thüringen	0,07	0,0%	4.427	0,0%	9,70	0,9%	876.922	0,8%
Hessen	-	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	2.307,40	100%	274.125.595	100%	1.133,56	100%	113.266.258	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 21: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im vierten Quartal 2017 gegenüber dem vierten Quartal 2016

Der hohe Anteil von Abregelungen in den Ländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Brandenburg heißt nicht zwingend, dass in diesen Ländern der Netzausbau unzureichend vorangetrieben würde. Die für die Maßnahmen ursächlichen Netzengpässe müssen nicht in den Gebieten liegen, in denen die Abregelungen erforderlich werden. Der hohe Umfang der Maßnahmen in den norddeutschen Bundesländern spiegelt daher neben den Engpässen auch das in diesen Ländern vorhandene Erzeugungs- und Abregelungspotential wieder. Auf Grund des gesetzlichen Einspeisevorrangs darf zur Behebung von Netzengpässen erst nach Ausschöpfung der Redispatch-Möglichkeiten auf das Einspeisemanagement zurückgegriffen werden.

4.3.2 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern

Mit rund 72 Prozent der Ausfallarbeit und rund 54 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche ist der Energieträger Wind an Land (OnShore) der mit Abstand am häufigsten abgeregelte Energieträger. Weitere rund 26 Prozent der Ausfallarbeit fallen im vierten Quartal 2017 auf den Energieträger Wind auf See (offshore), der rund 42 Prozent der geschätzten Entschädigungsansprüche generiert. Im Vergleich zum vierten Quartal 2016 hat sich der Energieträger Wind auf See (offshore) vom dritten auf den zweiten Rang in der Menge der Abregelung verschoben. Diese Entwicklung hatte sich bereits in der Gesamtjahresbetrachtung 2016 gezeigt und ist mit dem Zubau von Offshore Windenergieanlagen in den Jahren 2015 und 2016 zu begründen. Die Ausfallarbeit verteilt sich auf die einzelnen Energieträger wie in folgender Tabelle 21 dargestellt

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

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 4 2017				Quartal 4 2016			
Wind (onshore)	1.654,56	71,7%	148.370.985	54,1%	1.053,65	93,0%	96.060.568	84,8%
Wind (offshore)	593,67	25,7%	113.069.676	41,2%	25,56	2,3%	4.983.489	4,4%
Solar	32,67	1,4%	8.576.997	3,1%	46,13	4,1%	10.707.884	9,5%
Biomasse einschl. Biogas	24,44	1,1%	3.951.592	1,4%	7,26	0,6%	1.432.760	1,3%
KWK-Strom	1,19	0,1%	81.228	0,0%	0,83	0,1%	70.561	0,1%
Deponie-, Klär- und Grubengas	0,42	0,0%	31.651	0,0%	0,09	0,0%	6.392	0,0%
Laufwasser	0,07	0,0%	7.423	0,0%	0,04	0,0%	4.603	0,0%
Energieträger unbekannt	0,38	0,0%	36.045	0,0%	-	-	-	-
Gesamt	2.307,40	100%	274.125.595	100%	1.133,56	100%	113.266.258	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 22: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im vierten Quartal 2017 gegenüber dem vierten Quartal 2016

4.3.3 Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen

Bei 73 Prozent der Maßnahmen erfolgten die Abregelungen in den Verteilernetzen. Bei 27 Prozent wurden Anlagen abgeregelt, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Dies stellt jedoch nicht dar, auf welcher Netzebene die Maßnahmen verursacht wurden und welche Netzebene die Entschädigungsansprüche tragen muss. Nach dem Anforderprinzip muss derjenige Netzbetreiber die Kosten tragen, bei dem die Netzbelastung auftritt und nicht derjenige, in dessen Netzgebiet die Abregelung tatsächlich stattfindet.

Dies kann durch die Zuordnung der Maßnahmen zur verursachenden Netzebene verdeutlicht werden. Durch die Gesamtjahresauswertung der durch die ÜNB und VNB an die Bundesnetzagentur gemeldeten Daten ergibt sich eine Zuordnung der Maßnahmen zur verursachenden Netzebene. Danach ist der weit überwiegende Teil der Ausfallarbeit und der geschätzten Entschädigungsansprüche auf eine Verursachung im Übertragungsnetz zurückzuführen.

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

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

	Anlagen im Übertragungsnetz	Anlagen im Verteilernetz
Ausfallarbeit in GWh	615,88	1.691,51
Prozentuale Verteilung (Ausfallarbeit)	26,7%	73,3%
Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber in Euro	115.196.096	158.929.499
Prozentuale Verteilung (Entschädigungsansprüche)	42,0%	58,0%
	Übertragungsnetz	Verteilernetz
Verursachung der Maßnahmen in GWh	n.V.	n.V.
Prozentuale Verteilung (Verursachung)	n.V.	n.V.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 23: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im vierten Quartal 2017

Der hohe Anteil der im Verteilernetz abgeregelter erneuerbarer Erzeugung darf nicht mit der Wertung verwechselt werden, die Ursache der Abregelung liege überwiegend im Verteilernetz. Hier spiegelt sich vielmehr die schlichte Tatsache wider, dass die weitaus meisten erneuerbaren Anlagen im Verteilernetz angeschlossen sind und deshalb auch Maßnahmen zur Entlastung der Übertragungsnetze Abregelungen im Verteilernetz erfordern.

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

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

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 4 2017				Quartal 4 2016			
Niedersachsen	383,68	62,3%	73.336.414	63,7%	6,33	0,13	1.230.844,00	0,17
Schleswig-Holstein	210,88	34,2%	39.812.261	34,6%	20,14	40,1%	3.843.895,00	52,4%
Brandenburg	14,87	2,4%	1.395.970	1,2%	23,81	47,4%	2.254.549,29	30,8%
Hamburg	6,45	1,0%	651.450	0,6%	-	-	-	-
Mecklenburg-Vorpommern	-	-	-	-	-	-	-	-
Sachsen-Anhalt	-	-	-	-	-	-	-	-
Thüringen	-	-	-	-	-	-	-	-
Nordrhein-Westfalen	-	-	-	-	-	-	-	-
Sachsen	-	-	-	-	-	-	-	-
Baden-Württemberg	-	-	-	-	-	-	-	-
Rheinland-Pfalz	-	-	-	-	-	-	-	-
Hessen	-	-	-	-	-	-	-	-
Bayern	-	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	615,88	100%	115.196.096	100%	50,28	100%	7.329.288	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 24: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im vierten Quartal 2017 gegenüber dem vierten Quartal 2016

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

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 4 2017				Quartal 4 2016			
Schleswig-Holstein	929,97	55,0%	92.968.436	58,5%	784,79	72,4%	78.483.655	74,1%
Brandenburg	134,62	8,0%	11.893.441	7,5%	86,35	8,0%	8.082.401	7,6%
Nordrhein-Westfalen	132,95	7,9%	8.551.646	5,4%	12,95	1,2%	1.204.787	1,1%
Sachsen-Anhalt	128,89	7,6%	10.802.589	6,8%	29,83	2,8%	2.648.816	2,5%
Niedersachsen	297,42	17,6%	28.632.995	18,0%	51,55	4,8%	4.865.500	4,6%
Mecklenburg-Vorpommern	59,09	3,5%	5.212.629	3,3%	101,80	9,4%	9.440.679	8,9%
Rheinland-Pfalz	4,57	0,3%	505.273	0,3%	4,29	0,4%	212.171	0,2%
Baden-Württemberg	2,17	0,1%	184.951	0,1%	1,34	0,1%	120.197	0,1%
Sachsen	1,27	0,1%	116.227	0,1%	0,00	0,0%	425	0,0%
Bayern	0,50	0,0%	56.885	0,0%	0,69	0,1%	1.416	0,0%
Thüringen	0,07	0,0%	4.427	0,0%	9,70	0,9%	876.922	0,8%
Hessen	-	-	-	-	-	-	-	-
Hamburg	-	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	1.691,51	100%	158.929.499	100%	1.083,28	100%	105.936.970	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 25: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im vierten Quartal 2017 gegenüber dem vierten Quartal 2016

Der hohe Umfang der EinsMan-Maßnahmen in den norddeutschen Verteilnetzen bedeutet nicht, dass in den norddeutschen Verteilnetzen auch die wesentlichen Netzengpässe lägen. Sie zeigt nur, in welchen Netzen das größte Abregelungspotential ist, vereinfacht gesagt, die meisten EE-Anlagen stehen.

4.3.4 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen

Der nachstehenden Tabelle 25 ist die Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im vierten Quartal 2017 gegenüber dem vierten Quartal 2016 zu entnehmen. Die unterschiedliche Verteilung der EinsMan-Maßnahmen auf die Regelzonen begründet sich insbesondere mit der regional unterschiedlichen Einspeisemenge aus Erneuerbaren Energien (Vergleich anhand der Jahresarbeit 2016). Auf die Regelzone von TenneT entfallen danach ca. 45 Prozent der eingespeisten Jahresarbeit aus Erneuerbaren Energien, auf 50 Hertz ca. 28,5 Prozent, auf Amprion ca. 19,2 Prozent und auf die Regelzone von TransnetBW ca. 7,31 Prozent²⁵.

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

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.

²⁵Vgl. EEG in Zahlen 2016 abrufbar unter <http://www.bnetza.de/eegiz>.

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

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 4 2017				Quartal 4 2016			
TenneT	1.946,76	84,4%	242.145.039	88,3%	859,86	75,9%	88.162.525	77,8%
50Hertz	338,69	14,7%	29.605.016	10,8%	252,81	22,3%	23.450.893	20,7%
Amprion	19,78	0,9%	2.190.588	0,8%	19,55	1,7%	1.532.643	1,4%
TransnetBW	2,17	0,1%	184.951	0,1%	1,34	0,1%	120.197	0,1%
Gesamt	2.307,40	100%	274.125.595	100%	1.133,56	100%	113.266.258	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 26: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im vierten Quartal 2017 gegenüber dem vierten Quartal 2016

Die Entschädigungszahlungen in Tabelle 25 zeigen nicht die von den jeweiligen ÜNB zu tragenden, sondern die in der jeweiligen Regelzone auszahlenden Entschädigungen.

Es kann ohne weiteres vorkommen, dass beispielsweise Zahlungen an Anlagenbetreiber in einer Regelzone von einem anderen Netzbetreiber zu tragen sind. Tabelle 25 zeigt daher in erster Linie, dass die Abregelungsmengen kongruent mit den Entschädigungsansprüchen für Anlagenbetreiber sind.

4.4 Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG

Im vierten Quartal 2017 hat ein Verteilernetzbetreiber Anpassungen von Stromeinspeisungen nach § 13 Abs. 2 EnWG angewiesen. Dabei kam es nur in dem Bundesland Sachsen-Anhalt zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 24,3 GWh. Im Vergleich mit dem vierten Quartal 2016 ist hier für 2017 eine Erhöhung um rund 22,6 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 vierten Quartal 2017

Energieträger	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung
Erdgas	23,21	95,7%
Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil)	1,04	4,3%
Gesamt	24,25	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 27: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im vierten Quartal 2017

In der nachfolgenden Abbildung ist die Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern zu sehen.

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

Bundesland	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung
	Quartal 4 2017		Quartal 4 2016	
Sachsen-Anhalt	24,25	100,0%	-	0,0%
Brandenburg	-	0,0%	-	0,0%
Sachsen	-	0,0%	0,20	12,0%
Thüringen	-	0,0%	0,06	3,7%
Hessen	-	0,0%	1,41	84,4%
Gesamt	24,25	100%	1,67	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 28: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im vierten 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 zweiten Schritt melden die Netzbetreiber quartalsweise in welchem Umfang die ad-hoc-Anforderungen zu Anpassungen der Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen geführt haben. Diese quartalsweisen Meldungen beziehen sich nur auf Maßnahmen, die aufgrund von Netzengpässen ergriffen wurden und umfassen die tatsächlich abgeregelte Arbeit, den Energieträger und die von den Netzbetreibern geschätzten voraussichtlichen Entschädigungsansprüchen für EinsMan-Maßnahmen.

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 marktbasierten Fahrplan von Erzeugungseinheiten zur Verlagerung von Kraftwerkseinspeisungen. Dabei werden Kraftwerke auf Basis vertraglicher Verpflichtungen oder eines gesetzlichen Schuldverhältnisses vom ÜNB angewiesen ihre Einspeiseleistung abzusenken/zu erhöhen, während zugleich andere Kraftwerke angewiesen werden, ihre Einspeiseleistung zu erhöhen/abzusenken.²⁶ Auf die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Last im Ganzen haben diese Eingriffe damit keine Auswirkungen, da stets sichergestellt wird, dass abgeregelte Mengen durch gleichzeitiges Hochregeln physikalisch und bilanziell ausgeglichen werden.

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.

²⁶ 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 Volllast 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 ausländischen Kraftwerken zusammen, die ausschließlich für den ÜNB ihren Betrieb aufrechterhalten und auf dessen Anforderung für den Redispatch in das Netz einspeisen.

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

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

Die Abschaltung von EEG-Anlagen im Rahmen von § 13 Abs. 2 EnWG ist teilweise auch unabhängig von den Vorschriften zum EEG-Einspeisemanagement erforderlich, sofern die Systemgefährdung nicht durch einen Netzenspasse, 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 Gesamtjahr 2017	13
Abbildung 2: Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2017 gemäß Meldungen der ÜNB.....	19
Abbildung 3: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im Jahr 2017	23
Abbildung 4 Einspeisereduzierungen und –erhöhungen nach Regelzone im Jahr 2017 als Anteil an der gesamten reduzierten bzw. erhöhten Redispatchmenge.....	23
Abbildung 5 Kraftwerksreduzierungen auf Anforderung der deutschen ÜNB im Jahr 2017	25
Abbildung 6 Kraftwerkserhöhung auf Anforderung der deutschen ÜNB im Jahr 2017	26
Abbildung 7: Erzeugung und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im vierten Quartal 2017.....	41
Abbildung 8: Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im vierten Quartal 2017 gemäß Meldungen der ÜNB.....	44

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach § 13 EnWG in 2017	8
Tabelle 2: Übersicht Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für die Jahre 2015 bis 2017	9
Tabelle 3 Vorläufige Kostenschätzung für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken (ohne Countertrading-kosten) im Jahr 2017	12
Tabelle 4: Redispatchmaßnahmen gemäß Anfordererprinzip nach ÜNB Regelzonen im Gesamtjahr 2017..	15
Tabelle 5: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2017	18
Tabelle 6: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im Gesamtjahr 2017	21
Tabelle 7: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im Gesamtjahr 2017.....	22
Tabelle 8: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im Gesamtjahr 2017 gegenüber dem Gesamtjahr 2016	28
Tabelle 9: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im Gesamtjahr 2017 gegenüber dem Gesamtjahr 2016	30
Tabelle 10: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im Gesamtjahr 2017	31
Tabelle 11: Regionale Verteilung der Abregelung durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im Gesamtjahr 2017 und 2016.....	32
Tabelle 12: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im Gesamtjahr 2017 gegenüber dem Gesamtjahr 2016	33

Tabelle 13: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im Gesamtjahr 2017 gegenüber dem Gesamtjahr 2016	35
Tabelle 14: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im Gesamtjahr 2017	36
Tabelle 15: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im Gesamtjahr 2017 gegenüber 2016	36
Tabelle 16 Vorläufige Kostenschätzung für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken im vierten Quartal 2017	39
Tabelle 17: Redispatchmaßnahmen im vierten Quartal 2017	40
Tabelle 18: Strombedingte Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im vierten Quartal 2017	43
Tabelle 19: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im vierten Quartal 2017	45
Tabelle 20: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im vierten Quartal 2017	46
Tabelle 21: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im vierten Quartal 2017 gegenüber dem vierten Quartal 2016	47
Tabelle 22: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im vierten Quartal 2017 gegenüber dem vierten Quartal 2016	49
Tabelle 23: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im vierten Quartal 2017	50
Tabelle 24: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im vierten Quartal 2017 gegenüber dem vierten Quartal 2016	51
Tabelle 25: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im vierten Quartal 2017 gegenüber dem vierten Quartal 2016	52
Tabelle 26: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im vierten Quartal 2017 gegenüber dem vierten Quartal 2016	54
Tabelle 27: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im vierten Quartal 2017	55
Tabelle 28: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im vierten Quartal 2017	55

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

06. Juli 2018

Text

Bundesnetzagentur
Referat 603 (Monitoringreferat)