



Bundesnetzagentur

Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Gesamtjahr und Viertes Quartal 2018



Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen

Gesamtjahr und Viertes Quartal 2018

Stand: 01.08.2019

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

Referat 603

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-5999

Fax: +49 228 14-5973

E-Mail: monitoring.energie@bundesnetzagentur.de

Inhaltsverzeichnis

1	Vorwort.....	5
2	Übersicht über durchgeführte Maßnahmen.....	8
3	Gesamtjahr 2018.....	11
3.1	Zusammenfassung für das Gesamtjahr 2018	11
3.1.1	Redispatch	11
3.1.2	Einsatz Netzreservekraftwerke	11
3.1.3	Einspeisemanagement (EinsMan).....	11
3.1.4	Anpassungsmaßnahmen	12
3.2	Redispatchentwicklung im Gesamtjahr 2018	12
3.2.1	4-ÜNB Vorab-Maßnahmen.....	16
3.2.2	Einzelüberlastungsmaßnahmen	18
3.2.3	Countertrading.....	23
3.2.4	Einsatz Netzreserve	23
3.2.5	Kraftwerkseinsätze Redispatch	24
3.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG im Gesamtjahr 2018.....	29
3.3.1	Einspeisemanagement und Einspeisung Erneuerbarer Energien Anlagen	29
3.3.2	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern	30
3.3.3	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern.....	32
3.3.4	Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen	34
3.3.5	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen.....	37
3.4	Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG im Gesamtjahr 2018	39
4	Viertes Quartal 2018	40
4.1	Zusammenfassung für das vierte Quartal 2018	40
4.1.1	Redispatch	40
4.1.2	Einsatz Netzreservekraftwerke	40
4.1.3	Einspeisemanagement (EinsMan).....	40
4.1.4	Anpassungsmaßnahmen	40
4.2	Redispatchentwicklung im vierten Quartal 2018	41
4.2.1	4-ÜNB Vorab-Maßnahmen.....	44
4.2.2	Einzelüberlastungsmaßnahmen	45
4.2.3	Countertrading.....	49
4.2.4	Einsatz Netzreserve	50
4.2.5	Kraftwerkseinsätze Redispatch	50
4.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG im vierten Quartal 2018	55
4.3.1	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern	55
4.3.2	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern.....	57
4.3.3	Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen	59
4.3.4	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen.....	62
4.4	Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG im vierten Quartal 2018	64
5	Hintergrund.....	65
5.1	Redispatch	66
5.2	Netzreservekraftwerke	67
5.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG	67
5.4	Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG	68

Verzeichnisse.....	69
Impressum.....	72

1 Vorwort

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

Das seit 2015 gestiegene Maßnahmenvolumen und die damit verbundenen hohen Kosten dürfen nicht zu dem Missverständnis führen, neu installierte Erneuerbare Erzeugungsanlagen könnten nicht mehr ins Netz einspeisen. Dass der erneuerbare Strom durchaus beim Verbraucher ankommt, zeigt auch der über die Jahre stetig wachsenden Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch. Auch im Jahr 2018 wurden rund **97,4 Prozent** der insgesamt vermarkteten Energiemenge der erneuerbaren Erzeugung produziert und **transportiert**, knapp **2,6 Prozent** wurden aufgrund von Engpässen im Rahmen von Einspeisemanagementmaßnahmen (EinsMan) **abgeregelt**.

Die absoluten Abregelungsmengen im Rahmen des EinsMan lagen mit rund **5.403 GWh** in 2018 trotz realisiertem Zubau von Erneuerbaren Energien Anlagen um **2,1 Prozent unter denen des Jahres 2017**.

In Schleswig-Holstein sind die abgeregelten Mengen im Vergleich zum Vorjahr gesunken, da in 2018 sowohl im ÜNB- als auch im VNB-Netz Netzausbauprojekte in Betrieb genommen wurden. In Niedersachsen hingegen fällt zunehmend die Abregelung von Offshore-Windenergieanlagen ins Gewicht, die in 2018 rund 25 Prozent der gesamten Abregelung und 42 Prozent der Entschädigungsansprüche im Rahmen des EinsMan ausmachte. Absolut fiel die Ausfallarbeit im vierten Quartal um rund 24 Prozent im Vergleich zum vierten Quartal 2017, auch dieser Rückgang ist im wesentlichen auf die Reduzierung der Maßnahmen in Schleswig-Holstein zurückzuführen.

Die gesamten geschätzten **Entschädigungsansprüche** der Anlagenbetreiber lagen im Jahr 2018 mit **635,4 Mio. Euro** über dem Niveau des Vorjahres. Diese Entschädigungsansprüche werden über die Netzentgelte von den Letztverbrauchern getragen, allerdings wird der wesentliche Teil dieser Kosten durch die Reduktion der ebenfalls vom Netznutzer zu zahlenden EEG-Umlage kompensiert, da abgeregelte Anlagen keine Vergütung oder Marktprämie nach dem EEG erhalten.

Die Einspeiser**reduzierungen** von konventionellen Kraftwerken im Rahmen des **Redispatch**prozesses beliefen sich in 2018 auf **rund 7.919 GWh**, die Einspeise**erhöhungen** auf rund **7.610 GWh** (in Summe 15.529 GWh). Die Redispatchmengen sind u. a. aufgrund technisch bedingter Anfahr- und Abfahrtrampen nicht immer ganz ausgeglichen. Die Gesamtmenge ist damit im Jahr 2018 um **rund 24 Prozent gesunken** (2017: 20.439 GWh). In 2017 hatte insbesondere die durch unterschiedliche Faktoren hervorgerufene außergewöhnliche Lastflusssituation im ersten Quartal zu hohem Redispatchbedarf geführt. Bereits im vierten Quartal 2017 zeichnete sich aufgrund der Inbetriebnahme der Thüringer Strombrücke eine Entlastung der Netze ab. Ab dem dritten Quartal 2018 ist jedoch wieder ein Anstieg der Redispatchmengen zu verzeichnen, der insbesondere auch auf den Ende April 2018 eingeführten MinRAM-Prozess (Minimum Remaining Available Margin) für die Flow-Based Kapazitätsberechnung in der europäischen CWE Region zurückzuführen ist. Dabei werden die in die Kapazitätsberechnung einbezogenen Leitungen pauschal mit mindestens 20 Prozent ihrer Übertragungsfähigkeit berücksichtigt. Dieser den Redispatchbedarf erhöhende Effekt wird teilweise dadurch kompensiert, dass seit dem 01.10.2018 die Engpassbewirtschaftung an der Grenze zu Österreich eingeführt wurde.

Der Anteil der **abgeregelten konventionellen** Energieträger lag im Jahr 2018 bei **rund 2,4 Prozent** der konventionellen Netzeinspeisung. Die vorläufigen Einsatzkosten für **Redispatch**maßnahmen mit Markt- und Reservekraftwerken und Countertradingmaßnahmen lagen in 2018 bei **rund 472,7 Mio. Euro** und damit **rund 22 Prozent unter** den Vorjahreskosten. Hier sind insbesondere die Einsatzkosten für die Netzreserve gesunken, was unter anderem darauf zurückzuführen ist, dass für den Winter 2018/2019 keine Netzreserve im Ausland kontrahiert wurde und somit der Abruf der Netzreserve im vierten Quartal auf 14 GWh zurückging. Die **Gesamtkosten** für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen (Redispatch, Countertrading, Einspeisemanagement, Vorhaltung und Einsatz Netzreserve) bewegen sich damit mit **1.438,4 Mio. Euro** weiterhin auf hohem Niveau, sind aber im Vergleich zum Jahr 2017 **gesunken** (2017: 1.510,5 Mio. Euro).

Die unterschiedlichen Entwicklungen bei den Maßnahmen lassen sich auf verschiedene Ursachen zurückführen. Zu den generellen Einflussfaktoren zählen u.a. die Veränderungen von erneuerbaren und nicht-erneuerbaren Erzeugungskapazitäten und das Verhältnis von Last und Erzeugung in der jeweiligen Zeiteinheit, das verfügbare Redispatchpotential, das Engpassmanagement an den Grenzen und Wettereffekte.

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

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

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

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

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

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

Aufgrund des zeitlichen Versatzes von Meldungen und tatsächlicher Bilanzierung und Abrechnung der Maßnahmen ergeben sich fortwährend Aktualisierungen der an die Bundesnetzagentur übermittelten Daten. Deshalb kann es zu Anpassungen von bereits ausgewerteten Quartalen kommen. Die neusten Stände der der Bundesnetzagentur vorliegenden Werte zu den Berichtszeiträumen sind immer im aktuellsten Bericht unter dem folgenden Link zu finden: <https://www.bundesnetzagentur.de/systemstudie>.

Abweichungen der in diesem Bericht ausgewerteten Meldungen der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber zu Redispatchzahlen z. B. zu denen auf den Seiten SMARD und netztransparenz.de ergeben sich aufgrund unterschiedlicher Definitionen und einer unterschiedlichen Meldesystematik der Netzbetreiber.

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

2 Übersicht über durchgeführte Maßnahmen

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

Tabelle 2 stellt einen vorläufigen Jahresvergleich von Kosten und Mengen der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für die Jahre 2015 bis einschließlich 2018 auf. Abgebildet ist der aktuell der Bundesnetzagentur vorliegende Informationsstand der Daten mit Stichtag 09. Mai 2019.

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

Die dargestellten Daten zur Durchführung von Redispatch-, Netzreserve-, EinsMan- und Anpassungsmaßnahmen resultieren aus der Quartalsberichterstattung an die - bzw. dem jährlichen Monitoring der Bundesnetzagentur.

Es handelt sich bei den Quartalswerten kostenseitig um Schätzungen der Netzbetreiber auf der Grundlage von Ist-Werten für Maßnahmen, die im jeweiligen Zeitraum angefallen sind. Der jährliche Monitoringwert ist ein, aufgrund des größeren zeitlichen Versatzes der Meldung gegenüber den einzelnen Quartalsmeldungen, präziserer Kostenwert. Der Gesamtjahreswert kann deshalb von der Summe der einzelnen Quartale abweichen. Die Werte für die Vorhaltung von Netzreservekraftwerken stammen weitestgehend aus den Meldungen an die Bundesnetzagentur zur Feststellung des Bedarfs an Netzreserve¹.

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

¹ Vgl. www.bundesnetzagentur.de/netzreserve

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2018

	Redispatch	Einspeisemanagement	Anpassungsmaßnahmen
Gesetzliche Grundlage und Regelungsinhalt	§ 13 Abs. 1, § 13 a Abs. 1, § 13b Absatz 4 EnWG: Netz- und marktbezogene Maßnahmen: Netzschaltungen, wie beispielsweise 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 Probstarts und Testfahrten): Q1 2018: 3.227 GWh Q2 2018: 2.200 GWh Q3 2018: 3.064 GWh Q4 2018: 7.038 GWh 2018: 15.529 GWh	Ausfallarbeit der EEG-vergüteten Anlagen (ÜNB und VNB): Q1 2018: 1.971 GWh Q2 2018: 945 GWh Q3 2018: 723 GWh Q4 2018: 1.764 GWh 2018: 5.403 GWh	Abgeregelte Menge durch Anpassungsmaßnahmen (ÜNB und VNB): Q1 2018: 0,9 GWh Q2 2018: 4,1 GWh Q3 2018: 1,2 GWh Q4 2018: 2,1 GWh 2018: 8,3 GWh
Kostenschätzung im Berichtszeitraum	Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch, Countertrading sowie Einsatz Netzreservekraftwerke: Q1 2018: 127,1 Mio. EUR Q2 2018: 48,5 Mio. EUR Q3 2018: 97,9 Mio. EUR Q4 2018: 199,2 Mio. EUR 2018: 472,7 Mio. EUR Vorhaltung Netzreservekraftwerke zzgl. weiterer abrufunabhängiger Kosten 2018: 330,3 Mio. EUR	Vorläufige geschätzte Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG (ÜNB und VNB): Q1 2018: 227,7 Mio. EUR Q2 2018: 102,2 Mio. EUR Q3 2018: 78,3 Mio. EUR Q4 2018: 227,2 Mio. EUR 2018: 635,4 Mio. EUR	Keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber bei Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG
Gesamtkosten	1.438,4 Mio. EUR		

Tabelle 1 Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2018

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen der Jahre 2015 bis 2018

	Redispatch			Netzreservekraftwerke				EinsMan		Anpassungen von Strom-einspeisung
	Gesamtmenge Markt-kraftwerke in GWh ¹	Kosten-schätzung Redispatch in Mio. Euro ^{2,3}	Kosten-schätzung Counter-trading in Mio. Euro ³	Menge in GWh ⁴	Kosten-schätzung Abruf in Mio. Euro ³	Leistung ⁵ in MW	Jährliche Vorhalte- und abruf-unabhängige Kosten in Mio. Euro ⁵	Menge Ausfallarbeit in GWh ⁷	Schätzung Entschä-digungen in Mio. Euro	Menge in GWh
2015	15.436	411,9	23,5	551	65,5	7.660	162,3	4.722	478,1	26,5
Quartal 1	3.329	119,0		95				1.135	116,9	8,7
Quartal 2	1.811	36,0		53				737	76,6	4,7
Quartal 3	3.336	88,6		–				815	82,8	6,2
Quartal 4	6.961	158,9		403				2.036	201,8	6,6
2016	11.475	222,6	12,0	1.209	102,9	8.383	182,8	3.743	372,7	4
Quartal 1	3.895	51,8		695	55,6			1.524	149,1	0,7
Quartal 2	1.939	22,3		146	11,8			534	54,4	1,6
Quartal 3	1.452	27,0		2	1,7			551	56,0	0,05
Quartal 4	4.189	117,6		365	33,8			1.134	113,2	1,7
2017	18.456	391,6	29,0	2.129	183,9	11.430	296,1	5.518	609,9	34,5
Quartal 1	8.470	172,1	7,8	1.504	119,3			1.412	141,9	6,0
Quartal 2	3.192	70,7	0,3	53	5,6			1.364	146,4	2,2
Quartal 3	2.144	59,3	2,7	56	3,7			435	47,5	2,1
Quartal 4	4.649	94,5	15,8	515	53,7			2.307	274,1	24,2
2018	14.875	351,5	36,0	904	85,2	6.598	330,3	5.403	635,4	8,3
Quartal 1	2.781	63,7	5,7	625	57,8			1.971	227,7	0,9
Quartal 2	2.100	33,4	3,9	128	11,2			945	102,2	4,1
Quartal 3	2.969	80,5	5,4	120	11,9			723	78,3	1,2
Quartal 4	7.024	173,9	21,0	31	4,3			1.764	227,2	2,1

Durch ganzjährige Aktualisierungen und Rundungen stimmt die Quartalsumme nicht zwangsläufig mit der Jahressumme überein.

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

2 Kostenschätzung der ÜNB auf Basis von Ist-Maßnahmen.

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

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

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

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

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

Quelle: Datenmeldungen der Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur

Tabelle 2 Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen der Jahre 2015 bis 2018

3 Gesamtjahr 2018

3.1 Zusammenfassung für das Gesamtjahr 2018

3.1.1 Redispatch

Die gesamten Einspeisereduzierungen beliefen sich im Gesamtjahr 2018 auf 7.919 GWh, die Einspeiserhöhungen von Marktkraftwerken auf 6.956 GWh und der Einsatz von Reservekraftwerken auf 654 GWh². Die für die Marktkraftwerke angefallenen Kosten liegen nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei etwa 351,5 Mio. Euro zzgl. rund 36,0 Mio. Euro für Countertrading Maßnahmen (in Summe 387,5 Mio. Euro). Diese Kosten liegen damit rund 8 Prozent unter den Kosten im Gesamtjahr 2017 (2017: 420,6 Mio. Euro).

Insgesamt wurden Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von rund 15.529 GWh³ angefordert. Die Anforderungen liegen damit um 25 Prozent unter denen des Gesamtjahrs 2017 (2017: 20.439 GWh). Es wurden 10.854 GWh auf Basis von Einzelüberlastungen und 4.675 GWh auf Basis des 4-ÜNB Prozesses abgerufen.

Für Einzelüberlastungsmaßnahmen lag die Dauer der Belastungen bei 12.154 Stunden. Die Dauer der Überlastung lässt sich nur für Einzelüberlastungsmaßnahmen darstellen und steht nicht im Bezug zu den 8.760 Stunden eines Jahres, da alle und somit auch parallel laufende Maßnahmen zur Behebung der Engpässe erfasst werden.

3.1.2 Einsatz Netzreservekraftwerke⁴

Insgesamt wurden im Gesamtjahr 2018 an 166 Tagen Netzreserveabrufe mit einer Gesamtarbeit von rund 904 GWh getätigt. Nach einer ersten Schätzung der ÜNB lagen die Kosten für den Abruf bei 85,2 Mio. Euro und sind somit um 54 Prozent gesunken (2017: 183,9 Mio. Euro). Die Einsatztage bewegten sich damit auf einem höheren Niveau als im Gesamtjahr 2017 (2017: 145 Tage), die geleistete Arbeit hat sich stark um etwa 1.225 GWh reduziert (2017: 2.129 GWh). Grund ist hier vor allem auch, dass für den Winter 2018/2019 keine ausländische Netzreserve mehr kontrahiert wurde. Die Vorhaltekosten zzgl. weiterer abrufunabhängiger Kosten lagen bei rund 330,3 Mio. Euro.

3.1.3 Einspeisemanagement (EinsMan)

Im Gesamtjahr 2018 ist die Summe der Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen mit rund 5.403 GWh auf dem Niveau des Vorjahres. Vergleicht man diesen Wert mit dem Gesamtjahr 2017, ergibt sich eine Minderung der Menge an Ausfallarbeit um rund 115 GWh (Gesamtjahr 2017: 5.518 GWh).

Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für das Gesamtjahr 2018 auf rund 635,4 Mio. Euro und sind somit etwas über dem Niveau des Vorjahres (Gesamtjahr 2017: 609,9 Mio. Euro).

² Dieser Gesamtwert über die Anforderungen von Netzreservekraftwerken enthält keine Probstarts und Testfahrten.

³ Dieser Gesamtwert über die Anforderungen enthält keine Probstarts und Testfahrten von Netzreservekraftwerken.

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

3.1.4 Anpassungsmaßnahmen

Im Gesamtjahr 2018 haben fünf Verteilernetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen angewiesen. Dabei kam es in vier Bundesländern zu Anpassungen von Stromeinspeisungen im Umfang von rund 8,3 GWh.

Im Vergleich zum Gesamtjahr 2017 hat sich die Menge der Anpassungsmaßnahmen um rund 26 GWh verringert (Gesamtjahr 2017: 34,5 GWh). Die per Definition entschädigungslosen Maßnahmen erfolgen zumeist in besonderen Erzeugungs- und Netzkonstellationen, die nicht verallgemeinerungsfähig sind.

3.2 Redispatchentwicklung im Gesamtjahr 2018

Die gesamten Einspeisereduzierungen beliefen sich im Gesamtjahr 2018 auf 7.919 GWh, die Einspeiseerhöhungen von Marktkraftwerken auf 6.956 GWh und der Einsatz von Reservekraftwerken auf 654 GWh⁵. Insgesamt wurden Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von 15.529 GWh⁶ angefordert. Insgesamt wurden an 354 Tagen des Jahres entsprechende Eingriffe angewiesen.

Im Vergleich zum Gesamtjahr 2017 ist die Menge der Anforderungen um 24 Prozent gesunken (2017: 20.439 GWh). In 2017 hatte insbesondere die durch unterschiedliche Faktoren hervorgerufene außergewöhnliche Lastflusssituation im ersten Quartal zu hohem Redispatchbedarf geführt. Bereits im vierten Quartal 2017 zeichnete sich aufgrund der Inbetriebnahme der Thüringer Strombrücke eine Entlastung der Netze ab. Ab dem dritten Quartal 2018 ist jedoch wieder ein Anstieg der Redispatchmengen zu verzeichnen, der insbesondere auch auf den Ende April 2018 eingeführten MinRAM-Prozess für die Flow-Based Kapazitätsberechnung in der CWE Region zurückzuführen ist. Dabei werden die in die Kapazitätsberechnung einbezogenen Leitungen pauschal mit mindestens 20 Prozent ihrer Übertragungsfähigkeit berücksichtigt. Dieser den Redispatchbedarf erhöhende Effekt wird nur teilweise dadurch kompensiert, dass seit dem 01.10.2018 die Engpassbewirtschaftung an der Grenze zu Österreich eingeführt wurde.

Eine Übersicht über die Redispatchmaßnahmen findet sich in Tabelle 3.

Die für die Marktkraftwerke angefallenen Kosten lagen im Gesamtjahr 2018 nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei etwa 351,5 Mio. Euro (ohne Countertradingkosten [siehe dazu unter 3.2.3]) und damit unter den Kosten für das Gesamtjahr 2017 (2017: 391,6 Mio. Euro).

Die Verteilung dieser Kosten auf die vier ÜNB ist in Tabelle 4 dargestellt.

⁵ Dieser Gesamtwert über den Einsatz von Netzreservekraftwerken enthält keine Probestarts und Testfahrten. Diese werden von den Netzbetreibern insbesondere in den Sommermonaten durchgeführt, da die Netzreservekraftwerke vorläufig stillgelegt sind und sonst nicht am Markt agieren. Mit Probe- und Testfahrten belief sich der Einsatz von Netzreservekraftwerken im Jahr 2018 auf 904 GWh.

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

Redispatch i.S.d. §13 Abs. 1 EnWG im Gesamtjahr 2018, in GWh

	2018	2017
Gesamt	15.529	20.439
Aufteilung nach Absenkung/Erhöhung	15.529	20.439
davon Absenkung	7.919	10.200
davon Hochfahren	7.610	10.239
davon Marktkraftwerke	6.956	8.256
davon Reservekraftwerke (ohne Testfahrten/Probestarts)	654	1.983
Aufteilung nach Maßnahmenart	15.529	20.439
Einzelüberlastungsmaßnahmen	10.854	14.414
4-ÜNB Maßnahmen	4.675	6.024
Aufteilung nach Maßnahmengrund	15.529	20.439
Spannungsbedingt	1.120	1.198
Strombedingt	14.409	19.241
Aufteilung nach geographischer Komponente	15.529	20.439
Nicht Grenzüberschreitend	10.610	16.023
Grenzüberschreitend	4.919	4.416
davon Countertrading	1.558	1.799

Tabelle 3 Redispatch i.S.d. § 13 Abs. 1 EnWG im Gesamtjahr 2018 in GWh

Vorläufige Kostenschätzung für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken im Gesamtjahr 2018

Netzgebiet	Geschätzte Kosten in Mio. Euro
Regelzone TenneT	263,9
Regelzone 50Hertz	43,6
Regelzone TransnetBW	10,2
Regelzone Amprion	33,8
Gesamt	351,5

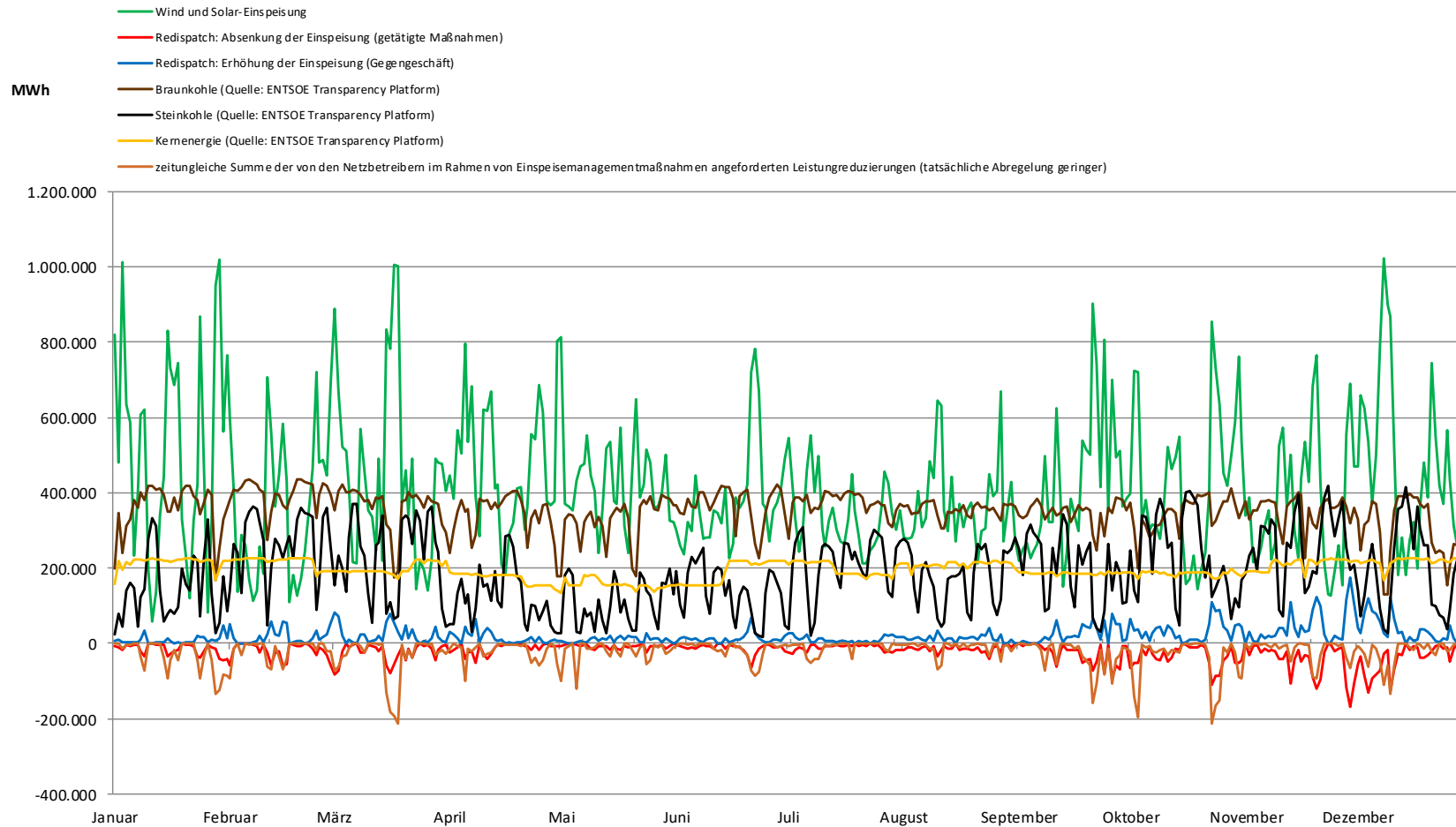
Tabelle 4 Vorläufige Kostenschätzung für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken (ohne Countertradingkosten) im Gesamtjahr 2018

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

Seit 2017 werden die 4-ÜNB-Maßnahmen an die Bundesnetzagentur gemeldet, so dass eine Unterscheidung zwischen den Maßnahmenarten möglich ist. Zusätzlich werden auch die Kraftwerkseinsätze im Redispatch genau abfragt. Im Gesamtjahr 2018 wurden rund 70 Prozent des Redispatch durch Einzelüberlastungsmaßnahmen und 30 Prozent durch 4-ÜNB Maßnahmen durchgeführt.

Abbildung 1 stellt die Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen im Zusammenhang mit der Einspeisung aus unterschiedlichen Energieträgern dar.

Tägliche Erzeugungsmenge je Energieträger und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im Gesamtjahr 2018 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 2018

3.2.1 4-ÜNB Vorab-Maßnahmen

Die gemeinsamen Anforderungen aller vier ÜNB beruhen auf Modellierungsergebnissen, die sowohl im Vorfeld des Marktergebnisses als auch danach für ganz Deutschland durchgeführt werden. Die frühzeitige Optimierung der Kraftwerkseinsatzplanung ist unter anderem notwendig, um Netzreservekraftwerke mit einer längeren Vorlaufzeit rechtzeitig anfordern zu können. Zudem ermöglicht die gemeinsame Modellierung Koordinierungsgewinne, so dass von einer effizienten Auswahl der eingesetzten Kraftwerke ausgegangen werden kann. Aus den Berechnungen resultieren sowohl Anforderungen von Netzreservekraftwerken als auch die Einsatzplanung für Marktkraftwerke, die nach Vorliegen des Marktergebnisses angefordert werden.

Insgesamt wurden auf Basis der 4-ÜNB-Vorab-Maßnahmen 2.483 GWh aberegelt und 2.192 GWh heraufgehoben (in Summe 4.675 GWh). Der Anteil dieser Maßnahmen an der gesamten Redispatch- und Netzreservenmenge macht demnach 30 Prozent aus. Dabei wurden nur strombedingte Redispatchmaßnahmen im Rahmen des 4-ÜNB Prozess gemeldet.

Eine mengenmäßige Zuordnung der gemeinsam angeforderten Maßnahmen zu einzelnen, verursachenden Netzelementen ist laut ÜNB nicht möglich. Eine Indikation besonders überlasteter Netzelemente bieten die Dauer und Auslastungsfaktoren der Leitungen aus den Modellergebnissen. Tabelle 5 zeigt dabei diejenigen Netzelemente oder Netzgebiete, die im zweiten Berechnungslauf der Modellierung für das Gesamtjahr 2018 in der Dauer der Auslastung Werte größer als 400 Stunden aufzeigten. Dabei zeigt sich zum großen Teil eine Übereinstimmung der Netzelemente, die maßgeblich 4-ÜNB Vorab-Maßnahmen auslösen, mit den unter 3.2.2 dargestellten Netzelementen.

Überlastete Netzgebiete im 4-ÜNB Prozess (2. Berechnungslauf, > 400 Stunden Überlastung), Gesamtjahr 2018

Betroffene Netzgebiete	Regelzone
Bärwalde-Schmölln	50 Hertz
Bechterdissen-Ovenstädt	TenneT
Bergshausen Borken	TenneT
Daxlanden-Weingarten Germersheim	Amprion/ Transnet
Dipperz-Großkrotzenburg	TenneT
Dipperz-Mecklar	TenneT
Dollern-Sottrum	TenneT
Eickum-Ovenstädt	TenneT
Gebiet Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr)	TenneT/ Amprion
Etzenricht-Mechlenreuth-Redwitz	TenneT
Grohnde-Vörden-Bergshausen	TenneT
Grohnde-Würgassen	TenneT
Hamburg Ost - Hamburg Nord	TenneT/ 50Hertz
Irsching Transformator	TenneT
Kriegenbrunn-Redwitz	TenneT
Landesbergen-Sottrum	TenneT
Gebiet Pfaffendorf/Rommerskirchen/ Oberzier/Sechtem	Amprion
Sittling-Altheim-Simbach-St. Peter	TenneT
Sottrum-Huntorf-Conneforde-Unterweser	TenneT
Gebiet Vierraden-Pasewalk/ Vierraden-Neuenhagen	50 Hertz

Tabelle 5 Überlastete Netzelemente im 4-ÜNB Prozess (2. Berechnungslauf, > 400 Stunden), Gesamtjahr 2018

3.2.2 Einzelüberlastungsmaßnahmen

Die Menge der Einspeisereduzierungen durch Einzelüberlastungsmaßnahmen umfasste im Gesamtjahr 2018 ein Volumen von ca. 5.436 GWh. Die zum Ausgleich getätigten Anpassungen durch Einspeiserhöhungen beliefen sich auf ca. 5.418 GWh. Damit betrug die gesamte Menge dieser Redispatcheingriffe (Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen) im Gesamtjahr 2018 rund 10.854 GWh und ist damit im Vergleich zum Jahr 2017 um 25 Prozent gesunken.

Für das Gesamtjahr 2018 wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen durch Einzelüberlastungen mit einer Gesamtdauer von rund 12.154 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.

Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen im Gesamtjahr 2018

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge Einspeisereduzierungen in GWh ¹	Gesamtmenge (Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen) in GWh
Regelzone 50Hertz	353	171	343
Regelzone TenneT	9.606	4.514	9.030
Regelzone TransnetBW	975	237	458
Regelzone Amprion	1.220	514	1.023
Gesamt	12.154	5.436	10.854

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 6: Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen im Gesamtjahr 2018

3.2.2.1 Strombedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen

Im Gesamtjahr 2018 wurden zu 90 Prozent strombedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen durchgeführt. Tabelle 7 zeigt, dass für strombedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen die stärksten Überlastungen im Gesamtjahr 2018 auf den Leitungen zwischen Dörpen und Hanekenfähr, im Gebiet Altheim an der Grenze zu Österreich und zwischen Mecklar und Großkotzenburg auftraten.

Die Leitungen zwischen Dörpen und Hanekenfähr verursachen sehr hohen Redispatch (Einspeisereduzierung 2018: 624 GWh; 2017: 556 GWh) da über diese Leitungen die Lastflüsse aus der Erzeugung der Offshore-Windparks und der konventionellen Kraftwerke im Nordwesten fließen. Der Anstieg der Einspeisereduzierungen ist u.a. auf den Zubau von Offshore-Kapazitäten (in 2018 Borkum Riffgrund II) mit Netzanschluss Dörpen zurückzuführen, ohne dass zeitgleich die konventionelle Erzeugungsleistung in der Region zurückgegangen ist.

Überlastungen auf dem Leitungsabschnitt zwischen Mecklar und Großkotzenburg traten im Jahr 2018 stärker auf als im Vorjahr (Einspeisereduzierungen insgesamt 2018: 617 GWh; 2017: 77 GWh). Laut ÜNB gab es in 2018 eine allgemeine Verlagerung der Engpässe in die Regionen südlich der Elbe.

Die Leitungen im Gebiet Altheim an der Grenze zu Österreich waren bereits in 2017 stark überlastet (Einspeisereduzierungen 2017: 489 GWh), die Überlastung nahm in 2018 weiter zu (Einspeisereduzierung 2018: 884 GWh). Hier fällt vor allem das dritte Quartal ins Gewicht (591 GWh), ab dem vierten Quartal zeigt sich durch die Engpassbewirtschaftung mit Österreich eine entlastende Wirkung (Q4: 160 GWh).

Im Vorjahresvergleich fällt insbesondere die Leitung Remptendorf-Redwitz auf, die in 2017 noch Einspeisereduzierungen in Höhe von 2.455 GWh verursachte. Durch die Inbetriebnahme der Thüringer Strombrücke reduzierte sich diese Menge auf 2,3 GWh in 2018. Auch in Schleswig-Holstein wurde durch die Stromknoten-Verstärkung am Umspannwerk Brunsbüttel die Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Hamburg erhöht, was zu einer weiteren Reduktion der Maßnahmen durch dieses vorher stark belastete Netzelement führte (gemeldete Einspeisereduzierung durch das Netzelement Brunsbüttel-Brunsbüttel: 2018: keine; 2017: 600 GWh). Insgesamt wird durch den Netzausbau der Redispatchbedarf stark reduziert, allerdings findet in einem vermaschten Netz immer auch eine Verlagerung von Engpässen statt, die stärkere Überlastungen auf anderen Netzelementen erklären können.

Die Nummerierung der in Tabelle 7 dargestellten Netzelemente ist nicht als Rangfolge zu verstehen, da sich aufgrund der nicht dargestellten Maßnahmen aus den 4-ÜNB-Vorab-Maßnahmen eine Verschiebung der Mengen ergeben würde. Die Nummern dienen der Identifizierung der Netzelemente in der Karte (Abbildung 2), welche die kritischen Netzelemente (Anzahl der Stunden je Leitung ≥ 12 und Abregelungsmenge > 20 GWh) aus der Tabelle ihrer jeweiligen geographischen Lage zuordnet.

Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2018

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone	Dauer (in Std.)	Menge Einspeisereduzierungen (in GWh)	Menge Einspeiserhöhung (in GWh)
1	Gebiet Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr)	TenneT/Amprion	1.344	624	606
2	Gebiet Altheim (Altheim-Sittling, Altheim-Simbach-Sankt Peter (AT))	TenneT	994	884	884
3	Dipperz-Großkrotzenburg	TenneT	578	407	405
4	Gebiet Landesbergen (Landesbergen-Wechold-Sottrum, Landesbergen-Sottrum)	TenneT	509	317	316
5	Mecklar-Dipperz	TenneT	329	210	210
6	Dollern-Wilster	TenneT	323	161	160
7	Gebiet Borken-Gießen-Karben/Dillenburg/Asslar	TenneT	267	165	165
8	Gebiet Daxlanden (Daxlanden-Maximiliansau-Goldgrund, Daxlanden-Weingarten)	TransnetBW/Amprion	256	72	80
9	Pleinting - Sankt Peter/APG	TenneT	183	141	141
10	Gebiet Ovenstädt-Bechterdissen (Ovenstädt-Eickum-Berchterdissen)	TenneT	156	117	112
11	Etzenricht - Mechlenreuth - Redwitz	TenneT	139	94	94
12	Leitung Mecklar - Eisenach	Tennet/50Hertz	133	64	64
13	Kriegenbrunn-Redwitz	TenneT	133	76	75
14	Gebiet Oberzier- Sechtem - Paffendorf (Leitung Sechtem Süd/Nord)	Amprion	110	69	69
15	Gebiet Lehrte (Lehrte-Godenau, Godenau-Erzhausen-Hardegsen-Göttingen)	TenneT	108	23	23
16	Helmstedt - Wolmirstedt	50Hertz/Tennet	87	93	93
17	220-kV-Stromkreis Ludersheim - Sittling	TenneT	72	62	62
18	380-kV-Stromkreis Stadorf - Krümmel	TenneT	68	41	41
19	220-kV-Stromkreis Maade - Voslapp	TenneT	60	58	57
20	Gebiet Rommerskirchen-Paffendorf (Paffendorf Süd/Nord)	Amprion	60	29	29
21	Gebiet Stalldorf (Kupferzell-Stalldorf, Grafenrheinfeld-Stalldorf, Grafenrheinfeld-Hoepfir	TransnetBW	55	32	26
22	Landesbergen-Ovenstädt	TenneT	55	21	20

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 7: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2018

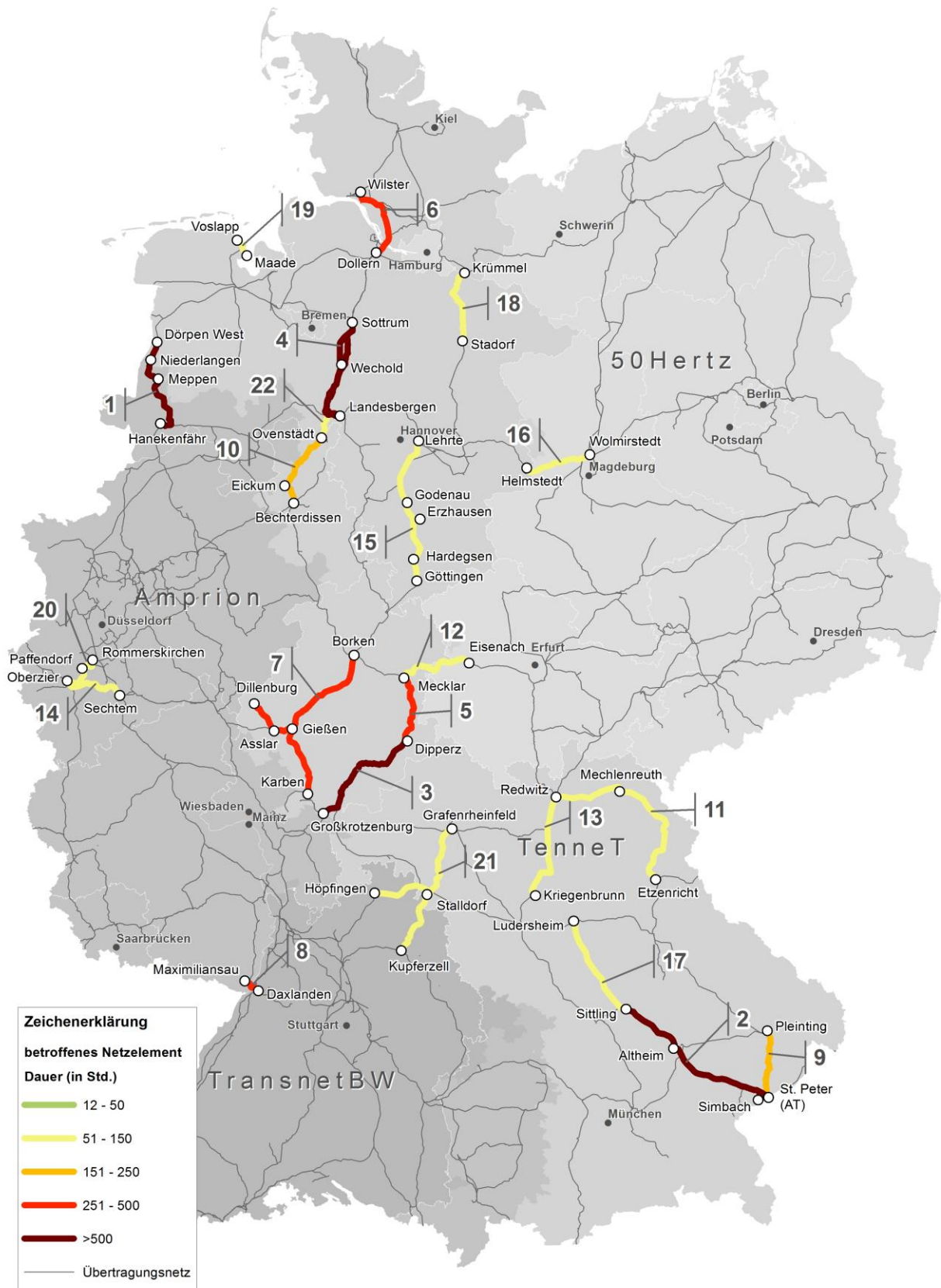


Abbildung 2 Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2018 gemäß Meldungen der ÜNB

3.2.2.2 Spannungsbedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen

Neben den strombedingten Redispatchmaßnahmen wurden im Gesamtjahr 2018 spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen von insgesamt etwa 2.340 Stunden gemeldet. Das Volumen der getätigten Maßnahmen belief sich dabei auf ca. 561 GWh. Das Gegengeschäft wird für spannungsbedingte Maßnahmen über die Börse abgewickelt. Der Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch ist im Vergleich zum Gesamtjahr 2017 auf einem ähnlichen Niveau (2017: 569 GWh). Die Dauer ist im Vergleich zum Gesamtjahr 2017 um 351 Stunden gesunken (2017: 2.691 Stunden).

Laut ÜNB ist in den Sommermonaten allgemein mit einem höheren Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch zu rechnen als in den Wintermonaten. Dies zeigt sich auch im Verlauf über das Gesamtjahr 2018, in dem vor allem im zweiten Quartal der spannungsbedingte Redispatch hoch war.

Generell führt eine niedrigere Last in den Sommermonaten zu einem erhöhten 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.

Eine genaue Aufteilung der betroffenen Netzelemente und Netzgebiete ist Tabelle 8 zu entnehmen.⁷

⁷ 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 Gesamtjahr 2018¹

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge getätigte Maßnahmen in GWh
Regelzone TenneT: Netzgebiet Nord	56	10
Netzgebiet Conneforde	56	10
Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte	1.696	417
davon Ovenstädt-Bechterdissen-Borken	354	64
davon Netzgebiet Borken (Borken-Dipperz-Großkrotzenburg, Gießen, Karben)	1.342	353
davon Netzgebiet Mehrum-Grohnde-Borken	6	<1
Regelzone TenneT: Netzgebiet Süd	43	5
davon Netzgebiet Oberbayern	43	5
Regelzone TransnetBW	529	127
davon Gebiet Altbach, Wendlingen, Daxlanden	529	127
Regelzone 50Hertz	16	2

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 8: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im Gesamtjahr 2018

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, gebotszonen-übergreifende 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 Gesamtjahr 2018 rund 1.558 GWh der Redispatchgesamtmenge aus und sind Bestandteil der Einzelüberlastungsmaßnahmen. Im Vergleich zum Jahr 2017 sind die Maßnahmen um 13 Prozent gesunken. Die Kosten für Countertrading lagen in 2018 bei rund 36 Mio. Euro und sind im Vergleich zu 2017 gestiegen (2017: 29 Mio. Euro).

3.2.4 Einsatz Netzreserve

Insgesamt wurden im Gesamtjahr 2018 an 166 Tagen Netzreserveabrufe mit einer Gesamtarbeit von rund 904 GWh getätigt. Netzreservekraftwerke werden sowohl als 4-ÜNB-Vorab-Maßnahme als auch als Einzelüberlastungsmaßnahmen angefordert. Nach einer ersten Schätzung der ÜNB lagen die Kosten für den Abruf bei rund 85,2 Mio. Euro. Die vorläufigen Vorhaltekosten zzgl. weiterer abrufunabhängiger Kosten für das Gesamtjahr 2018 belaufen sich auf 330,3 Mio. Euro. Die Einsatztage bewegten sich damit auf einem höheren Niveau als im Gesamtjahr 2017 (2017: 145 Tage), die geleistete Arbeit hat sich um etwa 1.225 GWh reduziert (2017: 2.129 GWh). Die Reduktion der Einsätze im vierten Quartal 2018 ist darauf zurückzuführen, dass ab Oktober für den Winter 2018/2019 keine ausländische Netzreserve mehr kontrahiert wurde.

Tabelle 9 enthält eine Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im Gesamtjahr 2018. Der „Einsatz- Durchschnitt in MW“ zeigt eine durchschnittlich angeforderte Leistung pro Einsatztag. Dieser Durchschnittswert war im März 2018 mit 584 MW am höchsten. Die maximale Leistungsanforderung der Netzreservekraftwerke lag mit je 1.665 MW im Januar 2018.

Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im Jahr 2018

	Tage	Einsatz- Durchschnitt in MW	Maximale Leistungsanforderung in MW	MWh Summe
Januar	16	516	1.665	174.133
Februar	16	483	1.134	155.387
März	25	584	1.379	295.214
April	10	235	800	31.639
Mai	7	270	450	17.354
Juni	26	236	622	78.942
Juli	23	243	800	71.425
August	17	215	230	48.440
September	3	34	43	260
Oktober	9	127	600	8.715
November	8	149	550	12.006
Dezember	6	233	600	10.707
Gesamt	166			904.222

Quelle: Redispatch-Kraftwerkseinsatzmeldungen der ÜNB an die Bundesnetzagentur

Tabelle 9: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im Gesamtjahr 2018

3.2.5 Kraftwerkseinsätze Redispatch

Im Gesamtjahr 2018 wurde von inländischen Marktkraftwerken und von in- und ausländischen Reservekraftwerken eine Gesamtmenge von 11.729 GWh (6.397 GWh Einspeisereduzierungen und 5.333 GWh Einspeiserhöhungen) zur Behebung von Netzengpässen erbracht. Die Differenz zwischen Einspeisereduzierung und -erhöhung kommt u. a. dadurch zustande, dass bei grenzüberschreitenden Redispatchmaßnahmen Marktkraftwerke von ausländischen ÜNB angewiesen werden. Diese Anweisungen werden in den folgenden Auswertungen nicht betrachtet. Netzreservekraftwerke im Ausland sind wiederum in der Betrachtung enthalten, da diese direkt vom deutschen ÜNB angewiesen werden.

Abbildung 3 zeigt die Energieträger der zum Redispatch herangezogenen Kraftwerke. Den Energieträger Braunkohle betrafen dabei knapp 42 Prozent der abgesenkten Mengen im Gesamtjahr 2018. Bei den Einspeiserhöhungen wurden mit 46 Prozent im Gesamtjahr 2018 insbesondere Steinkohlekraftwerke eingesetzt. Ein Teil der Redispatchmenge wird an der Börse beschafft, diese Mengen können keinem Energieträger zugeordnet werden und fallen daher in die Kategorie „Unbekannt“. Im Wesentlichen finden sich hier die über die Börse beschafften Ausgleichsgeschäfte für den Spannungsbedingten Redispatch wieder. Bei einigen wenigen Einsätzen ist dem ÜNB die verwendete Brennstoffart des Kraftwerks nicht bekannt, diese werden ebenfalls unter der Kategorie „Unbekannt“ zusammengefasst. Bei Kraftwerken, die mit mehreren Energieträgern betrieben werden, kann nur ein Hauptenergieträger gemäß der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur ausgewertet werden. In diesem Fall wird die Redispatchmenge dem Hauptenergieträger zugeordnet.

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

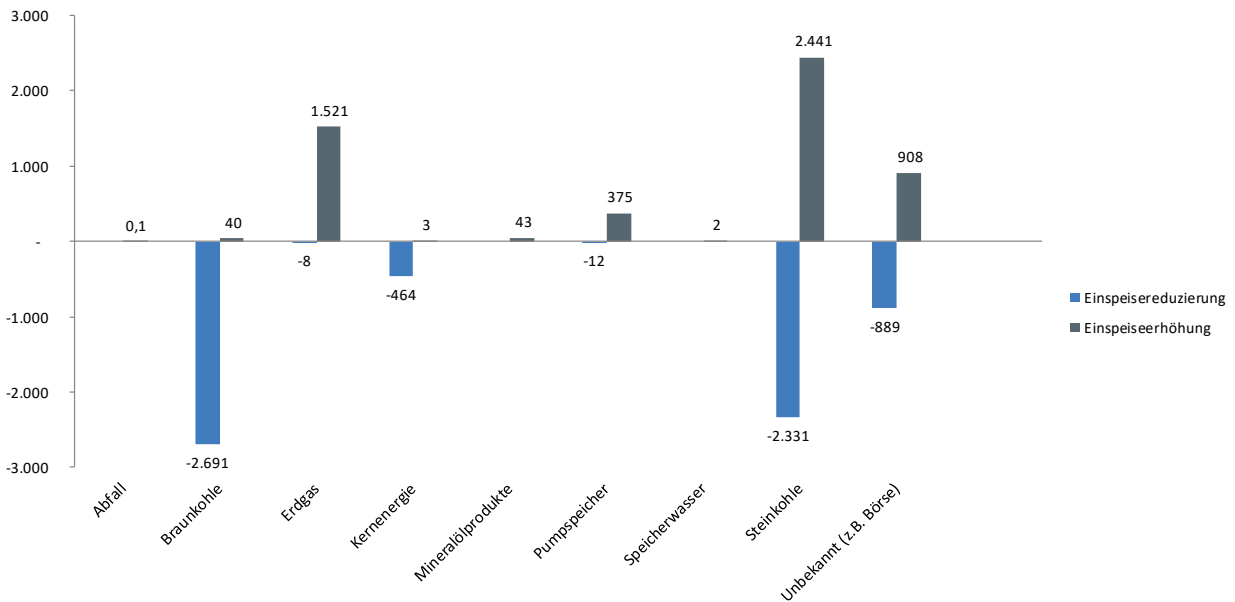
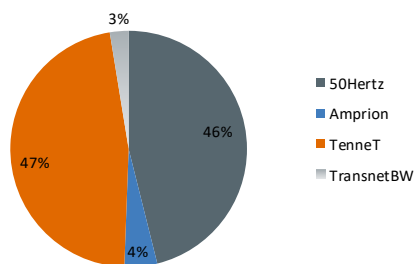


Abbildung 3: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im Gesamtjahr 2018

Einspeisereduzierungen und -erhöhungen verteilen sich der Menge nach unterschiedlich auf die jeweilig anweisenden ÜNB. Der anweisende ÜNB ist in der Regel der ÜNB, in dessen Regelzone sich das Kraftwerk befindet, welches zum Redispatch eingesetzt wird. Bei Netzreservekraftwerken ist derjenige ÜNB der anweisende, der den Vertrag mit dem Kraftwerk abgeschlossen hat. Abbildung 4 zeigt die Verteilung der Kraftwerksanweisung auf die einzelnen ÜNB unabhängig von der Lokalisation der auslösenden Ursache. Diese kann in einer anderen Regelzone liegen. Der Einsatz wird dann von dem dort verantwortlichen ÜNB oder bei 4-ÜNB Vorabmaßnahmen gemeinschaftlich bei dem ÜNB angefordert, in dessen Regelzone das benötigte Kraftwerk liegt. Im Gesamtjahr 2018 wurden 47 Prozent der reduzierten Mengen von TenneT angewiesen, gefolgt von 50Hertz (46 Prozent). Im Vergleich deutlich weniger Einspeisereduzierungen wurden von Amprion (4 Prozent) und TransnetBW (3 Prozent) angewiesen. Der Hauptteil der Einspeiserhöhungen von inländischen Marktkraftwerken und von Reservekraftwerken im In- und Ausland entfiel mit einem Anteil von 49 Prozent auf die TenneT Regelzone. In der TransnetBW Regelzone wurden 34 Prozent der Einspeiserhöhungen vorgenommen.

Einspeisereduzierung im Jahr 2018



Einspeiserhöhung im Jahr 2018

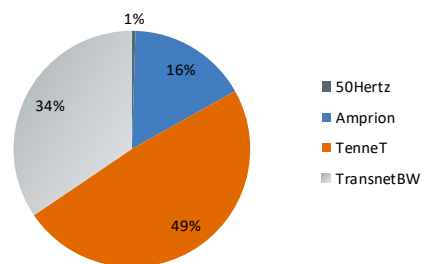


Abbildung 4 Angewiesene Einspeisereduzierungen und -erhöhungen nach Regelzone im Gesamtjahr 2018 als Anteil an der gesamten reduzierten bzw. erhöhten Redispatchmenge.

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

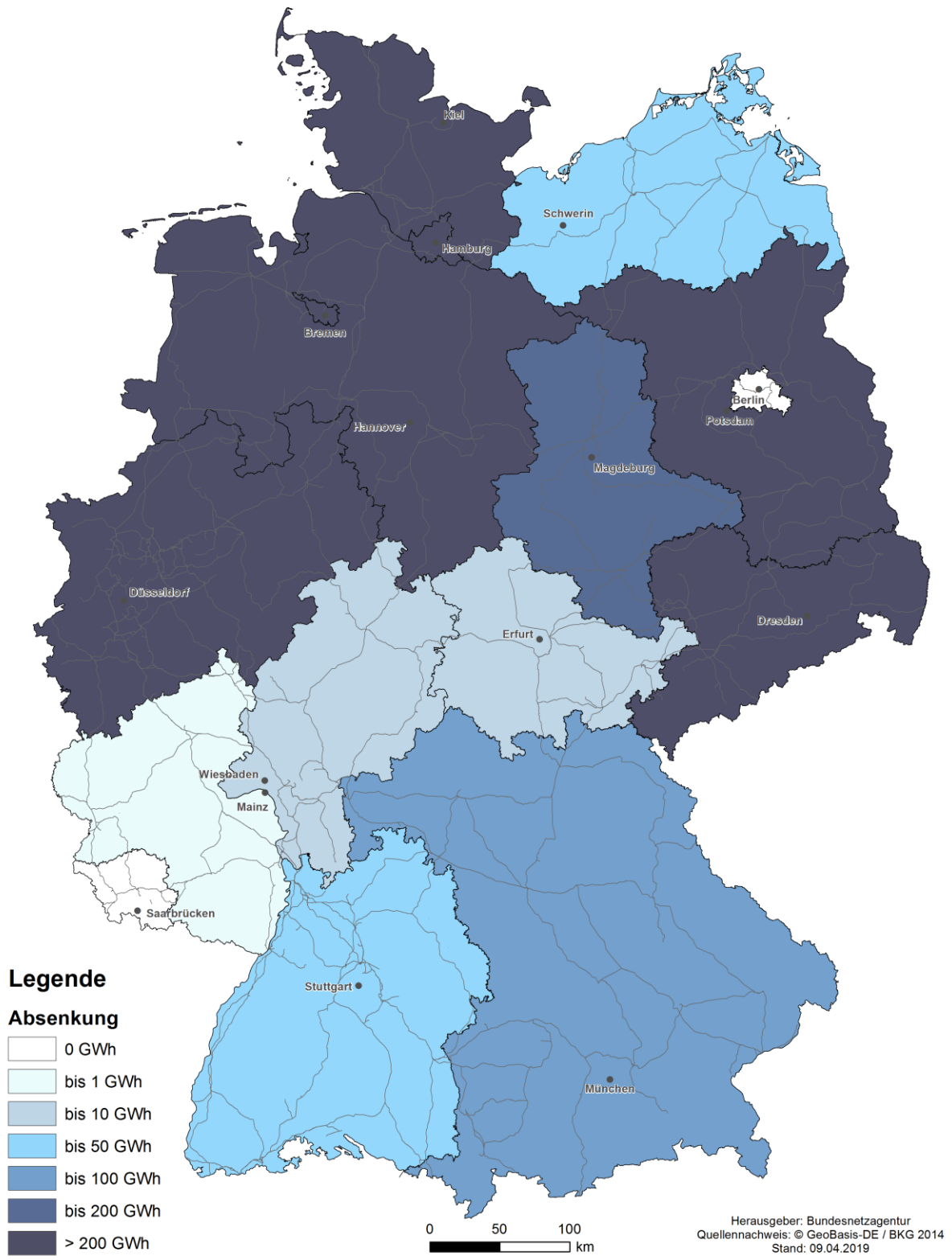


Abbildung 5 Kraftwerksreduzierungen auf Anweisung der deutschen ÜNB im Gesamtjahr 2018

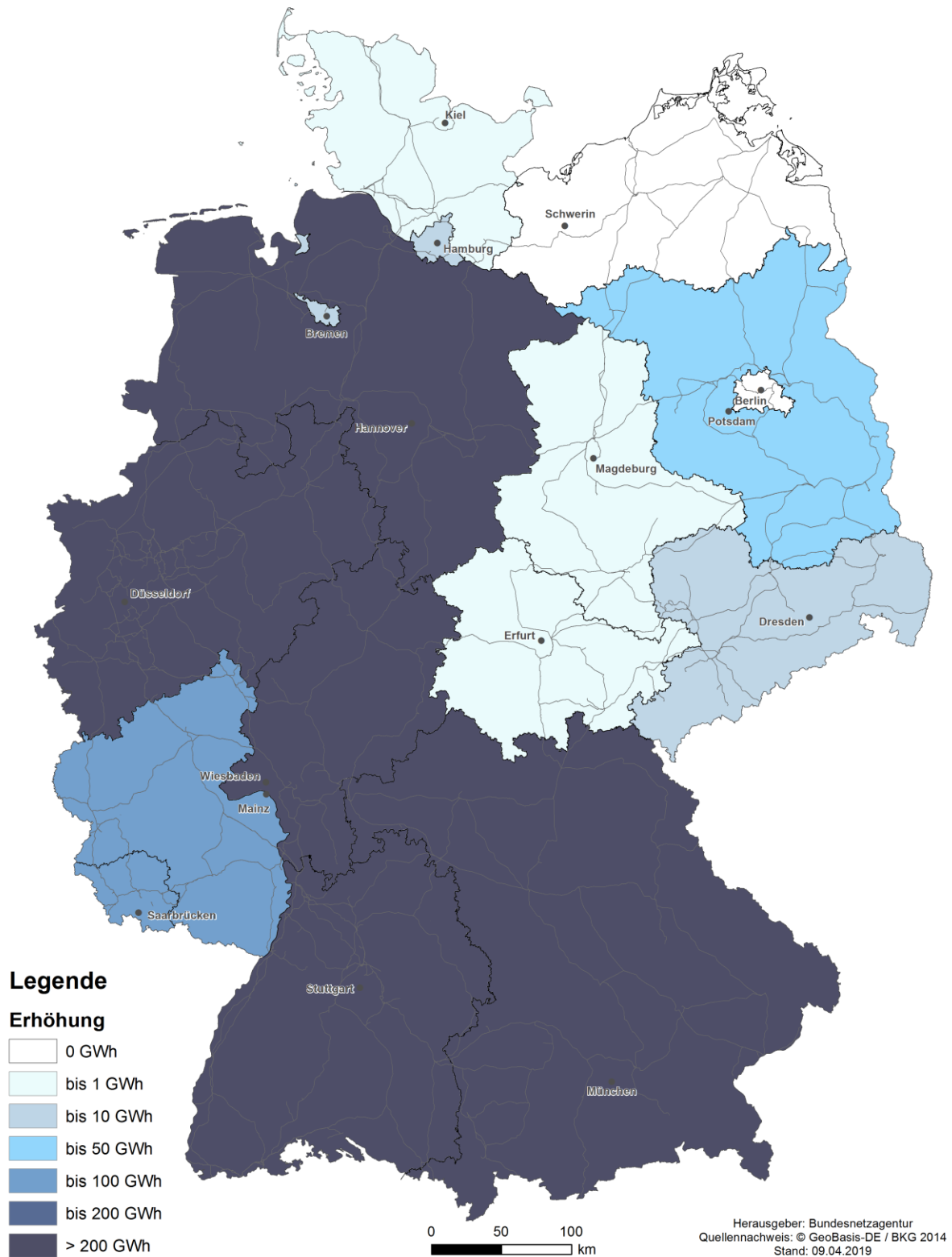


Abbildung 6 Kraftwerkserhöhung auf Anweisung der deutschen ÜNB im Gesamtjahr 2018

3.3 Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG im Gesamtjahr 2018

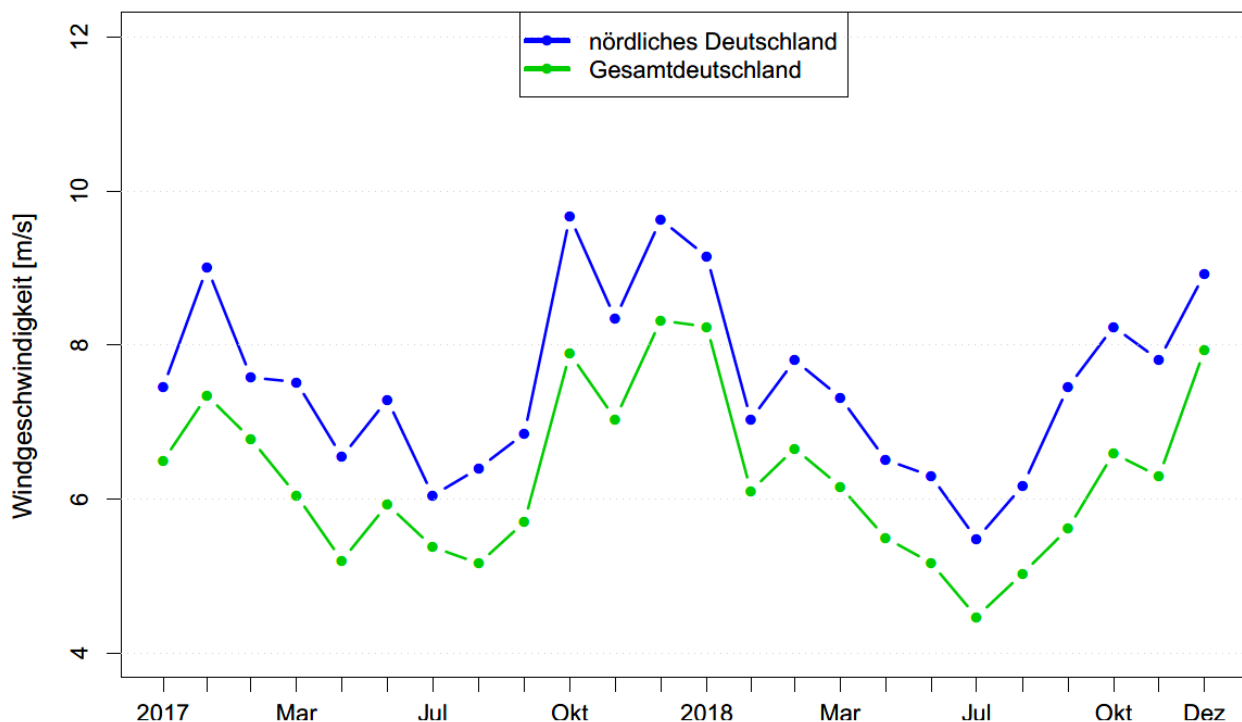
Im Gesamtjahr 2018 wurden durch die ÜNB und VNB rund 5.403 GWh Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen gemeldet. Vergleicht man diesen Wert mit dem Gesamtjahr 2017, so ergibt sich eine Minderung der Menge an Ausfallarbeit um rund 115 GWh (Gesamtjahr 2017: 5.518 GWh).

Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für das Gesamtjahr 2018 auf rund 635,4 Mio. Euro und sind somit im Vergleich zum Gesamtjahr 2017 um rund 25,4 Mio. Euro gestiegen (Gesamtjahr 2017: 610 Mio. Euro).

3.3.1 Einspeisemanagement und Einspeisung Erneuerbarer Energien Anlagen

Die Höhe der Abregelungen durch Einspeisemanagementmaßnahmen ist von vielen Faktoren abhängig, ein ausschlaggebender Punkt ist aber die Höhe der eingespeisten Erzeugung aus Windenergieanlagen. Diese ist wiederum insbesondere abhängig von der Windgeschwindigkeit. Abbildung 7 zeigt, dass sich in Gesamtdeutschland und auch im nördlichen Deutschland, wo ein Großteil der Windenergieanlagen an Land installiert ist, im Monatsmittel die Windgeschwindigkeiten im ersten und vierten Quartal im Jahr 2017 und 2018 jeweils auf einem hohen Niveau bewegen. In Abbildung 1 auf Seite 15 lassen sich auch entsprechende Einspeisepitzen von Erneuerbaren Energien Anlagen erkennen, die zu einer entsprechend hohen Anzahl und Höhe an Einspeisemanagementmaßnahmen geführt haben.

Monatsmittel der Windgeschwindigkeit über Deutschland in 100m Höhe



Monatsmittel der Windgeschwindigkeit in 100m Höhe über Deutschland, sowie dem nördlichen Bereich Deutschlands. Die Daten basieren auf der globalen atmosphärischen Reanalyse "ERA-Interim" des europäischen Copernicus Klimadienstes (C3S) und stellen den Mittelwert über folgende Bereiche dar: Deutschland: ca. 6°O – 15°O, ca. 48°N – 55°N; nördliches Deutschland: ca. 6°O – 15°O, ca. 52°N – 55°N (Quelle: Deutscher Wetterdienst, Nationale Klimaüberwachung, basierend auf C3S/ERA-Interim: Dee et al. (2011)).

Abbildung 7: Monatsmittel der Windgeschwindigkeiten über Deutschland in 100m Höhe

3.3.2 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern

Rund 53 Prozent der Ausfallarbeit und rund 46 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche entfallen im Gesamtjahr 2018 auf Schleswig-Holstein. Es folgt Niedersachsen mit rund 28 Prozent und Brandenburg mit rund sieben Prozent der Ausfallarbeit. Die restlichen Abregelungen verteilen sich, wie in nachfolgender Tabelle 10 dargestellt, auf zehn weitere Bundesländer.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im Gesamtjahr 2018 und Gesamtjahr 2017 nach Bundesländern

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro		Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	
			Prozentuale Verteilung				Prozentuale Verteilung	
	Gesamtjahr 2018				Gesamtjahr 2017			
Schleswig-Holstein	2.860,23	52,9%	294.440.324	46,3%	3.258,34	59,0%	351.246.341,62	57,6%
Niedersachsen	1.518,81	28,1%	249.713.752	39,3%	1.098,14	19,9%	156.926.568,88	25,7%
Brandenburg	355,64	6,6%	34.484.125	5,4%	423,28	7,7%	40.134.389,78	6,6%
Sachsen-Anhalt	216,83	4,0%	18.361.028	2,9%	288,84	5,2%	23.784.995,23	3,9%
Nordrhein-Westfalen	228,01	4,2%	17.015.712	2,7%	142,45	2,6%	9.333.274,41	1,5%
Mecklenburg-Vorpommern	156,63	2,9%	14.661.384	2,3%	238,95	4,3%	22.140.261,02	3,6%
Thüringen	30,69	0,6%	2.991.376	0,5%	35,52	0,6%	3.108.736,37	0,5%
Hamburg	16,19	0,3%	1.634.912	0,3%	6,45	0,1%	651.450,00	0,1%
Baden-Württemberg	6,45	0,1%	513.660	0,1%	4,45	0,1%	384.392,50	0,1%
Rheinland-Pfalz	6,43	0,1%	624.302	0,1%	14,20	0,3%	1.366.557,19	0,2%
Bayern	5,41	0,1%	903.529	0,1%	3,95	0,1%	585.289,97	0,1%
Hessen	0,32	0,0%	792	0,0%	0,01	0,0%	675,00	0,0%
Sachsen	1,05	0,0%	91.960	0,0%	3,38	0,1%	312.281,74	0,1%
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	5.402,67	100%	635.436.857	100%	5.517,98	100%	609.975.214	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 10: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im Gesamtjahr 2018 gegenüber dem Gesamtjahr 2017

3.3.3 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern

Der Energieträger Wind an Land (onshore) ist mit 72 Prozent der gesamten Ausfallarbeit und rund 54 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der mit Abstand am häufigsten abgeregelte Energieträger. Im Verhältnis zur Einspeisung von Windenergieanlagen an Land liegt die Abregelung dieses Energieträgers im Gesamtjahr 2018 bei rund 4,3 Prozent.⁸

Weitere rund 25 Prozent der gesamten Ausfallarbeit fallen im Gesamtjahr 2018 auf den Energieträger Wind auf See (offshore), der rund 42 Prozent der geschätzten Entschädigungsansprüche generiert. Vergleicht man die Werte für den Energieträger Wind auf See (offshore) mit dem Gesamtjahr 2017, so ergibt sich eine Erhöhung der Menge an Ausfallarbeit um rund 536 GWh (Gesamtjahr 2017: 826 GWh) und eine Steigerung der geschätzten Entschädigungsansprüche um rund 107 Mio. Euro (Gesamtjahr 2017: 157 Mio. Euro). Im Verhältnis zur Einspeisung¹⁷ von Offshore Windenergieanlagen lag die Abregelung im Gesamtjahr 2018 bei rund 7,1 Prozent.

Die Ausfallarbeit aller Energieträger bezogen auf die gesamte Ausfallarbeit verteilt sich auf die einzelnen Energieträger wie in folgender Tabelle 11 dargestellt.

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

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im Gesamtjahr 2018 und Gesamtjahr 2017

Energieträger	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro		Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	
			Gesamtjahr 2018				Gesamtjahr 2017	
Wind (onshore)	3.890,54	72,0%	339.811.734	53,5%	4.461,19	80,8%	403.649.511	66,2%
Wind (offshore)	1.356,33	25,1%	263.983.819	41,5%	825,96	15,0%	157.227.953	25,8%
Solar	116,47	2,2%	25.473.250	4,0%	163,14	3,0%	40.078.046	6,6%
Biomasse einschl. Biogas	35,74	0,7%	5.888.909	0,9%	61,11	1,1%	8.678.684	1,4%
KWK-Strom	2,47	0,0%	175.421	0,0%	2,70	0,0%	212.119	0,0%
Deponie-, Klär- und Grubengas	0,60	0,0%	54.748	0,0%	0,77	0,0%	58.544	0,0%
Laufwasser	0,52	0,0%	48.669	0,0%	2,71	0,0%	34.312	0,0%
Energieträger unbekannt	0,01	0,00	305	0,00	0,38	0,00	36.045	0,0%
Gesamt	5.402,67	100%	635.436.856	100%	5.517,98	100%	609.975.214	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 11: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im Gesamtjahr 2018 gegenüber dem Gesamtjahr 2017

3.3.4 Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen

Im Gesamtjahr 2018 wurden 74 Prozent der Ausfallarbeit in den Verteilernetzen abgeregelt. Bei rund 26 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, dass die weitaus meisten erneuerbaren Anlagen im Verteilernetz angeschlossen sind und deshalb auch Maßnahmen zur Entlastung der Umspannebene und der Übertragungsnetze im Verteilernetz erfordern.

Diese Unterscheidung zwischen Abregelungs- und Verursachungsebene kann durch die Zuordnung der Maßnahmen zur verursachenden Netzebene verdeutlicht werden. Ein großer Teil der Maßnahmen, die im Verteilernetz durchgeführt werden, wird in der Umspannebene zwischen ÜNB und VNB verursacht. Der Engpass liegt also zwischen den Ebenen, wird aber dem ÜNB zugeordnet, da dieser in der Regel die Kosten trägt. Für das Gesamtjahr 2018 sind die Werte in der folgenden Tabelle 12 dargestellt. Dabei lag die Verursachung zu rund 87 Prozent im Übertragungsnetz und zu 13 Prozent im Verteilernetz.

In Tabelle 13 und Tabelle 14 werden die Abregelungen differenziert nach Bundesländern für das Übertragungsnetz und die Verteilernetze im Gesamtjahr 2018 gegenüber dem Gesamtjahr 2017 dargestellt.

Netzebenen der Abregelungen sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen im Gesamtjahr 2018

	Anlagen im Übertragungsnetz	Anlagen im Verteilernetz
Ausfallarbeit in GWh	1.402,45	4.000,22
Prozentuale Verteilung (Ausfallarbeit)	26,0%	74,0%
Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber in Euro	268.593.069	366.843.788
Prozentuale Verteilung (Entschädigungsansprüche)	42,3%	57,7%
	Übertragungsnetz	Verteilernetz
Verursachung der Maßnahmen in GWh	4.687,8	714,76
Prozentuale Verteilung (Verursachung)	86,8%	13,2%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 12: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im Gesamtjahr 2018

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

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung
	Gesamtjahr 2018				Gesamtjahr 2017			
Niedersachsen	1.025,57	73,1%	200.556.784	74,7%	537,31	60,2%	102.926.291	62,9%
Schleswig-Holstein	336,17	24,0%	63.926.053	23,8%	293,25	32,9%	54.718.926	33,4%
Brandenburg	22,56	1,6%	2.278.421	0,8%	55,41	6,2%	5.366.168	3,3%
Hamburg	16,19	1,2%	1.634.912	0,6%	6,45	0,7%	651.450	0,4%
Mecklenburg-Vorpommern	1,97	0,1%	196.900	0,1%	-	-	-	-
Sachsen-Anhalt	-	-	-	-	-	-	-	-
Thüringen	-	-	-	-	-	-	-	-
Nordrhein-Westfalen	-	-	-	-	-	-	-	-
Sachsen	-	-	-	-	-	-	-	-
Baden-Württemberg	-	-	-	-	-	-	-	-
Rheinland-Pfalz	-	-	-	-	-	-	-	-
Hessen	-	-	-	-	-	-	-	-
Bayern	-	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	1.402,46	100%	268.593.069	100%	892,41	100%	163.662.835	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 13: Regionale Verteilung der Abregelung durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im Gesamtjahr 2018 und dem Gesamtjahr 2017

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

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro		Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	
			Prozentuale Verteilung				Prozentuale Verteilung	
	Gesamtjahr 2018				Gesamtjahr 2017			
Schleswig-Holstein	2.524,06	63,1%	230.514.271	62,8%	2.965,09	64,1%	296.527.415	66,4%
Niedersachsen	493,25	12,3%	49.156.969	13,4%	560,84	12,1%	54.000.278	12,1%
Brandenburg	333,08	8,3%	32.205.704	8,8%	367,87	8,0%	34.768.222	7,8%
Nordrhein-Westfalen	228,01	5,7%	17.015.712	4,6%	142,45	3,1%	9.333.274	2,1%
Sachsen-Anhalt	216,83	5,4%	18.361.028	5,0%	288,84	6,2%	23.784.995	5,3%
Mecklenburg-Vorpommern	154,66	3,9%	14.464.484	3,9%	238,95	5,2%	22.140.261	5,0%
Thüringen	30,69	0,8%	2.991.376	0,8%	35,52	0,8%	3.108.736	0,7%
Baden-Württemberg	6,45	0,2%	513.660	0,1%	4,45	0,1%	384.393	0,1%
Rheinland-Pfalz	6,43	0,2%	624.302	0,2%	14,20	0,3%	1.366.557	0,3%
Bayern	5,41	0,1%	903.529	0,2%	3,95	0,1%	585.290	0,1%
Sachsen	1,05	0,0%	91.960	0,0%	3,38	0,1%	312.282	0,1%
Hessen	0,32	0,0%	792	0,0%	0,01	0,0%	675	0,0%
Hamburg	-	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	4.000,22	100%	366.843.788	100%	4.625,56	100%	446.312.378	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 14: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im Gesamtjahr 2018 gegenüber dem Gesamtjahr 2017

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

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

3.3.5 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen

Der nachstehenden Tabelle 15 ist die Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im Gesamtjahr 2018 gegenüber dem Gesamtjahr 2017 zu entnehmen. Die unterschiedliche Verteilung der EinsMan-Maßnahmen auf die Regelzonen begründet sich insbesondere mit der regional unterschiedlichen Einspeisemenge aus Erneuerbaren Energien. In 2017 entfielen auf die Regelzone von TenneT ca. 46,2 Prozent der eingespeisten Jahresarbeit aus Erneuerbaren Energien, auf 50 Hertz ca. 28,6 Prozent, auf Amprion ca. 18,4 Prozent und auf die Regelzone von TransnetBW ca. 6,8 Prozent⁹. Es ist davon auszugehen, dass sich diese Verteilung in 2018 nicht maßgeblich verändert hat.

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

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

Tabelle 15 zeigt daher in erster Linie, dass die Abregelungsmengen übereinstimmend mit den Entschädigungsansprüchen für Anlagenbetreiber sind.

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

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im Gesamtjahr 2018 und Gesamtjahr 2017

Regelzone	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Gesamtjahr 2018		Gesamtjahr 2017		Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung
			Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung		
	Gesamtjahr 2018				Gesamtjahr 2017			
TenneT	4.701,10	87,0%	568.076.510	89,4%	4.501,88	81,6%	517.584.075	84,9%
50Hertz	647,11	12,0%	61.843.437	9,7%	974,25	17,7%	88.418.241	14,5%
Amprion	35,59	0,7%	3.848.748	0,6%	37,25	0,7%	3.574.651	0,6%
TransnetBW	18,87	0,3%	1.668.162	0,3%	4,60	0,1%	398.247	0,1%
Gesamt	5.402,67	100%	635.436.857	100%	5.517,98	100%	609.975.214	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 15: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im Gesamtjahr 2018 gegenüber dem Gesamtjahr 2017

3.4 Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG im Gesamtjahr 2018

Im Gesamtjahr 2018 haben fünf Verteilernetzbetreiber Anpassungen von Stromeinspeisungen nach § 13 Abs. 2 EnWG angewiesen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 8,3 GWh verteilt über vier Bundesländer. Im Vergleich mit dem Gesamtjahr 2017 ist hier für das Gesamtjahr 2018 eine deutliche Reduzierung um rund 26 GWh festzustellen. Die Verteilung der abgeregelten Arbeit auf die verschiedenen Energieträger ist der nachstehenden Tabelle 16 zu entnehmen.

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

Energieträger	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung
Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil)	8,11	97,9%
Erdgas	0,17	2,1%
Gesamt	8,28	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 16: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im Gesamtjahr 2018

In der nachfolgenden Tabelle 17 ist die Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern zu sehen. Im Gesamtjahr 2018 wurden nur in Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Thüringen und in sehr geringem Ausmaß in Sachsen Maßnahmen durchgeführt.

Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im Gesamtjahr 2018 und Gesamtjahr 2017

Bundesland	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh		Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	
	Gesamtjahr 2018	Prozentuale Verteilung	Gesamtjahr 2017	Prozentuale Verteilung
Brandenburg	7,59	91,7%	5,84	16,9%
Sachsen-Anhalt	0,51	6,2%	28,28	82,0%
Thüringen	0,17	2,1%	0,38	1,1%
Sachsen	0,00	0,0%	-	0,0%
Gesamt	8,28	100%	34,50	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 17: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im Gesamtjahr 2018 gegenüber dem Gesamtjahr 2017

4 Viertes Quartal 2018

4.1 Zusammenfassung für das vierte Quartal 2018

4.1.1 Redispatch

Die gesamten Einspeisereduzierungen beliefen sich im vierten Quartal 2018 auf 3.552 GWh, die Einspeiserhöhungen von Marktkraftwerken auf 3.472 GWh und der Einsatz von Reservekraftwerken auf 31 GWh¹⁰. Die für die Marktkraftwerke angefallenen Kosten liegen nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei etwa 173,9 Mio. Euro zzgl. rund 21 Mio. Euro für Countertrading Maßnahmen. Die Redispatchkosten im vierten Quartal 2018 liegen damit über den Kosten im vierten Quartal 2017 (Q4 2017: 94,5 Mio. Euro). Insgesamt wurden Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von rund 7.038 GWh¹¹ angefordert. Die Anforderungen liegen damit weit über denen des vierten Quartals 2017 (Q4 2017: 5.117 GWh). Es wurden 4.525 GWh auf Basis von Einzelüberlastungen und 2.513 GWh auf Basis des 4-ÜNB Prozesses abgerufen. Für Einzelüberlastungsmaßnahmen lag die Dauer der Belastungen bei 4.504 Stunden. Die Dauer der Überlastung lässt sich nur für Einzelüberlastungsmaßnahmen darstellen.

4.1.2 Einsatz Netzreservekraftwerke¹²

Insgesamt wurden im vierten Quartal 2018 an 23 Tagen Netzreserveabrufe mit einer Gesamtarbeit von rund 31 GWh¹ getätigt. Nach einer ersten Schätzung der ÜNB lagen die Kosten für den Abruf bei 4,3 Mio. Euro. Die Einsatztage bewegten sich damit auf einem niedrigeren Niveau als im vierten Quartal 2017 (Q4 2017: 48 Tage), die geleistete Arbeit hat sich um etwa 484 GWh reduziert (Q4 2017: 515 GWh). Grund ist hier vor allem auch, dass für den Winter 2018/2019 keine ausländische Netzreserve mehr kontrahiert wurde.

4.1.3 Einspeisemanagement (EinsMan)

Im vierten Quartal 2018 ist die Summe der Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen mit rund 1.764 GWh auf normalem Niveau. Vergleicht man diesen Wert mit dem vierten Quartal 2017, ergibt sich eine Minderung der Menge an Ausfallarbeit um rund 544 GWh (Q4 2017: 2.307 GWh).

Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für das vierte Quartal 2018 auf rund 227 Mio. Euro und sind somit im Vergleich zum vierten Quartal 2017 um rund 47 Mio. Euro gesunken (Q4 2017: 274 Mio. Euro).

4.1.4 Anpassungsmaßnahmen

Im vierten Quartal 2018 haben drei Verteilernetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen angewiesen. Dabei kam es in drei Bundesländern zu Anpassungen von Stromeinspeisungen im Umfang von rund 2,1 GWh.

¹⁰ Dieser Gesamtwert über den Einsatz von Netzreservekraftwerken enthält auch Probestarts und Testfahrten in Höhe von rund 17 GWh.

¹¹ Dieser Gesamtwert über die Anforderungen aufgrund von Engpässen enthält keine Probestarts und Testfahrten.

¹² Detaillierte Informationen zur Netzreserve: www.bundesnetzagentur.de/netzreserve

Im Vergleich zum vierten Quartal 2017 hat sich die Menge der Anpassungsmaßnahmen um rund 22 GWh verringert (Q4 2017: 24 GWh). Die per definitionem entschädigungslosen Maßnahmen erfolgen zumeist in besonderen Erzeugungs- und Netzkonstellationen, die nicht verallgemeinerungsfähig sind.

4.2 Redispatchentwicklung im vierten Quartal 2018

Die gesamten Einspeisereduzierungen beliefen sich im vierten Quartal 2018 auf 3.552 GWh, die Einspeiserhöhungen von Marktkraftwerken auf 3.472 GWh und der aufgrund von Engpässen angeforderte Einsatz von Reservekraftwerken auf 14 GWh¹³. Insgesamt wurden Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von 7.038 GWh¹⁴ angefordert. Im Vergleich zum vierten Quartal 2017 ist die Menge der Anforderungen demnach stark gestiegen. Eine Übersicht über die Redispatchmaßnahmen findet sich in Tabelle 18.

Redispatch i.S.d. §13 Abs. 1 EnWG im vierten Quartal 2018, in GWh

	2018	2017
Gesamt	7.038	5.117
Aufteilung nach Absenkung/Erhöhung	7.038	5.117
davon Absenkung	3.552	2.540
davon Hochfahren	3.486	2.577
davon Marktkraftwerke	3.472	2.096
davon Reservekraftwerke (ohne Testfahrten/Probestarts)	14	481
Aufteilung nach Maßnahmenart	7.038	5.144
Einzelüberlastungsmaßnahmen	4.525	2.923
4-ÜNB Maßnahmen	2.513	2.221
Aufteilung nach Maßnahmengrund	7.038	5.117
Spannungsbedingt	85	20
Strombedingt	6.954	5.097
Aufteilung nach geographischer Komponente	7.038	5.117
Nicht Grenzüberschreitend	4.995	3.412
Grenzüberschreitend	2.043	1.705
davon Countertrading	754	1.134

Tabelle 18 Redispatch i.S.d. §13 Abs. 1 EnWG im vierten Quartal 2018 in GWh

Die für die Marktkraftwerke angefallenen Kosten lagen im vierten Quartal 2018 nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei rund 173,9 Mio. Euro (ohne Countertradingkosten [siehe dazu unten 3.2.3]) und damit über den Kosten für das vierte Quartal 2017 (Q4 2017: 94,5Mio. Euro).

¹³ Dieser Gesamtwert über den Einsatz von Netzreservekraftwerken enthält keine Probestarts und Testfahrten. Diese werden von den Netzbetreibern insbesondere in den Sommermonaten durchgeführt, da die Netzreservekraftwerke vorläufig stillgelegt sind und sonst nicht am Markt agieren. Mit Probe- und Testfahrten belief sich der Einsatz von Netzreservekraftwerken im vierten Quartal auf 31 GWh.

¹⁴ Dieser Gesamtwert über die Anforderungen aufgrund von Engpässen oder Spannungshaltung enthält keine Probestarts und Testfahrten.

Die Verteilung dieser Kosten auf die vier ÜNB ist in Tabelle 19 dargestellt.

Vorläufige Kostenschätzung für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken im vierten Quartal 2018

Netzgebiet	Geschätzte Kosten in Mio. Euro
Regelzone TenneT	134,9
Regelzone 50Hertz	15,8
Regelzone TransnetBW	3,4
Regelzone Amprion	19,8
Gesamt	173,9

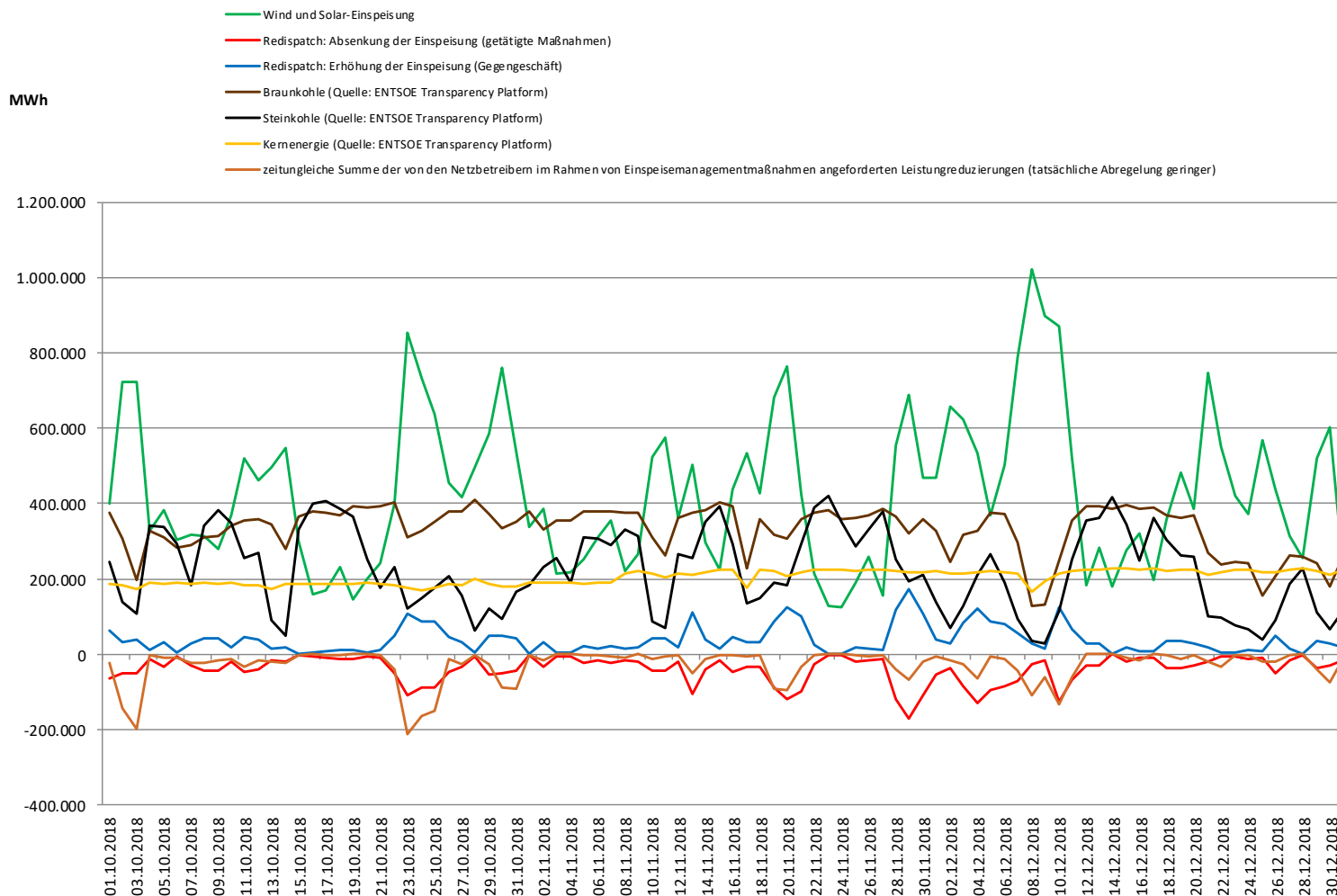
Tabelle 19 Vorläufige Kostenschätzung für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken (ohne Countertradingkosten) im vierten Quartal 2018

Die operative Redispatcheinsatzplanung gliedert sich in unterschiedliche Prozessschritte. Dabei wird in diesem Bericht zwischen Einzelüberlastungsmaßnahmen die einem Netzelement zugeordnet werden können und Maßnahmen aus dem 4-ÜNB Prozess unterschieden. Bei Letzteren wird durch die vier ÜNB gemeinsam eine frühzeitige Einsatzplanung auf Basis von Modellrechnungen durchgeführt.

Im vierten Quartal 2018 wurden rund 64 Prozent der Einzelüberlastungsmaßnahmen aufgrund von Überlastungen in einer Regelzone oder auf Kuppelleitungen durchgeführt. Auf die 4-ÜNB Maßnahmen entfielen die restlichen 36 Prozent der Maßnahmen.

Abbildung 8 stellt die Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen im Zusammenhang mit der Einspeisung aus unterschiedlichen Energieträgern dar.

Tägliche Erzeugungsmenge je Energieträger und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im Q4 2018 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 8 Erzeugung und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im vierten Quartal 2018

4.2.1 4-ÜNB Vorab-Maßnahmen

Die gemeinsamen Anforderungen aller vier ÜNB beruhen auf Modellierungsergebnissen, die sowohl im Vorfeld des Marktergebnisses als auch danach für ganz Deutschland durchgeführt werden. Die frühzeitige Optimierung der Kraftwerkseinsatzplanung ist unter anderem notwendig, um Netzreservekraftwerke mit einer längeren Vorlaufzeit rechtzeitig anfordern zu können. Zudem ermöglicht die gemeinsame Modellierung Koordinierungsgewinne, so dass von einer effizienten Auswahl der eingesetzten Kraftwerke ausgegangen werden kann. Aus den Berechnungen resultieren sowohl Anforderungen von Netzreservekraftwerken als auch die Einsatzplanung für Marktkraftwerke, die nach Vorliegen des Marktergebnisses angefordert werden. Insgesamt wurden auf Basis der 4-ÜNB-Vorab-Maßnahmen 1.281 GWh abgeregelt und 1.232 GWh heraufgefahren. Der Anteil dieser Maßnahmen an der gesamten Redispatch- und Netzreservemenge macht demnach 36 Prozent aus. Dabei wurden nur strombedingte Redispatchmaßnahmen im Rahmen des 4-ÜNB Prozess gemeldet.

Eine mengenmäßige Zuordnung der gemeinsam angeforderten Maßnahmen zu einzelnen, verursachenden Netzelementen ist laut ÜNB nicht möglich. Eine Indikation besonders überlasteter Netzelemente bieten die Dauer und Auslastungsfaktoren der Leitungen aus den Modellergebnissen. Tabelle 20 zeigt dabei diejenigen Netzelemente oder Netzgebiete, die im zweiten Berechnungslauf der Modellierung für das vierte Quartal 2018 in der Dauer der Auslastung Werte größer als 100 Stunden aufzeigten. Dabei zeigt sich zum großen Teil eine Übereinstimmung der Netzelemente, die maßgeblich 4-ÜNB Vorab-Maßnahmen auslösen, mit den unter 3.2.2 dargestellten Netzelementen.

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

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

Tabelle 20 Überlastete Netzelemente im 4-ÜNB Prozess (2. Berechnungslauf, > 100 Stunden), Viertes Quartal 2018

4.2.2 Einzelüberlastungsmaßnahmen

Die Menge der Einspeisereduzierungen durch Einzelüberlastungsmaßnahmen umfasste im vierten Quartal 2018 ein Volumen von ca. 2.271 GWh. Die zum Ausgleich getätigten Anpassungen durch Einspeiserhöhungen beliefen sich auf ca. 2.254 GWh. Damit betrug die gesamte Menge dieser Redispatcheingriffe (Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen) im vierten Quartal 2018 rund 4.525 GWh.

Für das vierte Quartal 2018 wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen durch Einzelüberlastungen in einer Regelzone mit einer Gesamtdauer von rund 4.504 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 91 Tagen des Quartals entsprechende Eingriffe angewiesen.

Nachfolgende Tabelle 21 fasst die Angaben zum Redispatch durch Einzelüberlastungsmaßnahmen im vierten Quartal 2018 zusammen.

Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen im vierten Quartal 2018

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge Einspeisereduzierungen in GWh ¹	Gesamtmenge (Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen) in GWh
Regelzone 50Hertz	91	31	62
Regelzone TenneT	3.553	1.933	3.855
Regelzone TransnetBW	192	63	116
Regelzone Amprion	668	244	492
Gesamt	4.504	2.271	4.525

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 21: Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen nach ÜNB Regelzonen im vierten Quartal 2018

4.2.2.1 Strombedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen

In der Mehrzahl mussten im vierten Quartal 2018 strombedingte Redispatchmaßnahmen durchgeführt werden. In Summe wurden für diese Maßnahmen entsprechende Überlastungen mit einer Gesamtdauer von 4.242 Stunden gemeldet und Maßnahmen mit einem Volumen an Einspeisereduzierungen von 2.229 GWh veranlasst.

Tabelle 22 zeigt, dass für Einzelüberlastungsmaßnahmen die stärksten Überlastungen im vierten Quartal 2018 auf den Leitungen zwischen Mecklar-Dipperz-Großkotzenburg und zwischen Dörpen und Hanekenfähr auftraten.

Die Nummerierung der in Tabelle 22 dargestellten Netzelemente ist nicht als Rangfolge zu verstehen, da sich aufgrund der nicht dargestellten Maßnahmen aus den 4-ÜNB-Vorab-Maßnahmen eine Verschiebung der Mengen ergeben würde. Die Nummern dienen der Identifizierung der Netzelemente in der Karte (Abbildung 9), welche die kritischen Netzelemente (Anzahl der Stunden je Leitung ≥ 12 und Einspeisereduzierungen > 10 GWh) aus der Tabelle ihrer jeweiligen geographischen Lage zuordnet.

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

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone	Dauer (in Std.)	Menge Einspeise-reduzierungen (in GWh)	Menge Einspeise-erhöhung (in GWh)
1	Gebiet Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr (Amprion Regelzone))	TenneT/Amprion	669	308	307
2	Dipperz-Großkrotzenburg	TenneT/	384	293	291
3	Mecklar-Dipperz	TenneT/	277	176	176
4	Gebiet Altheim (Altheim-Sittling, Altheim-Simbach-Sankt Peter (AT))	TenneT/	288	161	161
5	Gebiet Daxlanden (Daxlanden-Maximiliansau-Goldgrund, Daxlanden-Weingarten)	TransnetBW/Amprion	213	57	64
6	Gebiet Ovenstädt-Bechterdissen (Ovenstädt-Eickum-Berchterdissen)	TenneT/	156	117	112
7	Dollern-Wilster	TenneT/	142	79	79
8	Etzenricht - Mechlenreuth - Redwitz	Tennet/	129	88	87
9	Kriegenbrunn-Redwitz	TenneT/	126	75	74
10	Gebiet Landesbergen (Landesbergen-Wechold-Sottrum, Landesbergen-Sottrum)	TenneT/	102	84	84
11	Borken-Giessen-Karben/Dillenburg/Asslar	TenneT/	74	52	52
12	220-kV-Stromkreis Ludersheim - Sittling 221	Tennet/	72	62	62
13	380-kV-Stromkreis Stadorf - Krümmel blau/2	Tennet/	67	41	41
14	220-kV-Stromkreis Maade - Voslapp weiß	Tennet/	60	58	57
15	220-kV-Leitung Kranichstein Ost (Urberach-Pfungstadt)	Amprion/	59	14	14
16	380-kV-Leitung Sechtem	Amprion/	56	20	20
17	Paffendorf (Rommerskirchen- Paffendorf)	Amprion/	54	16	16
18	Landesbergen-Ovenstädt	Tennet/	46	18	18
19	Mecklar-Borken	TenneT/	43	24	24
20	380-kV-Stromkreis Grohnde - Würgassen 2	Tennet/	43	30	30
21	220-kV-Stromkreis Ingolstadt - Raitersaich	Tennet/	43	18	18
22	Mecklar (TenneT Regelzone)-Eisenach	50Hertz/Tennet	42	15	15
23	Gebiet Erzhausen (Godenau - Erzhausen - Hardeggen -Göttingen)	Tennet/	40	11	10
24	Gebiet Stalldorf (Kupferzell-Stalldorf, Grafenrheinfeld-Stalldorf, Grafenrheinfeld-Hoepfingen)	TransnetBW/	38	24	18
25	Grohnde-Vörden-Bergshausen	TenneT/	27	16	16
26	380-kV-Stromkreis Dollern - Hamburg/S/50Hertz 982	Tennet/50Hertz	25	18	18
27	220-kV-Stromkreis Etzenricht - Schwandorf 248	Tennet/	18	20	20
28	380-kV-Leitung Altenfeld - Redwitz (TenneT) 460	50Hertz	17	12	12

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 22: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im vierten Quartal 2018

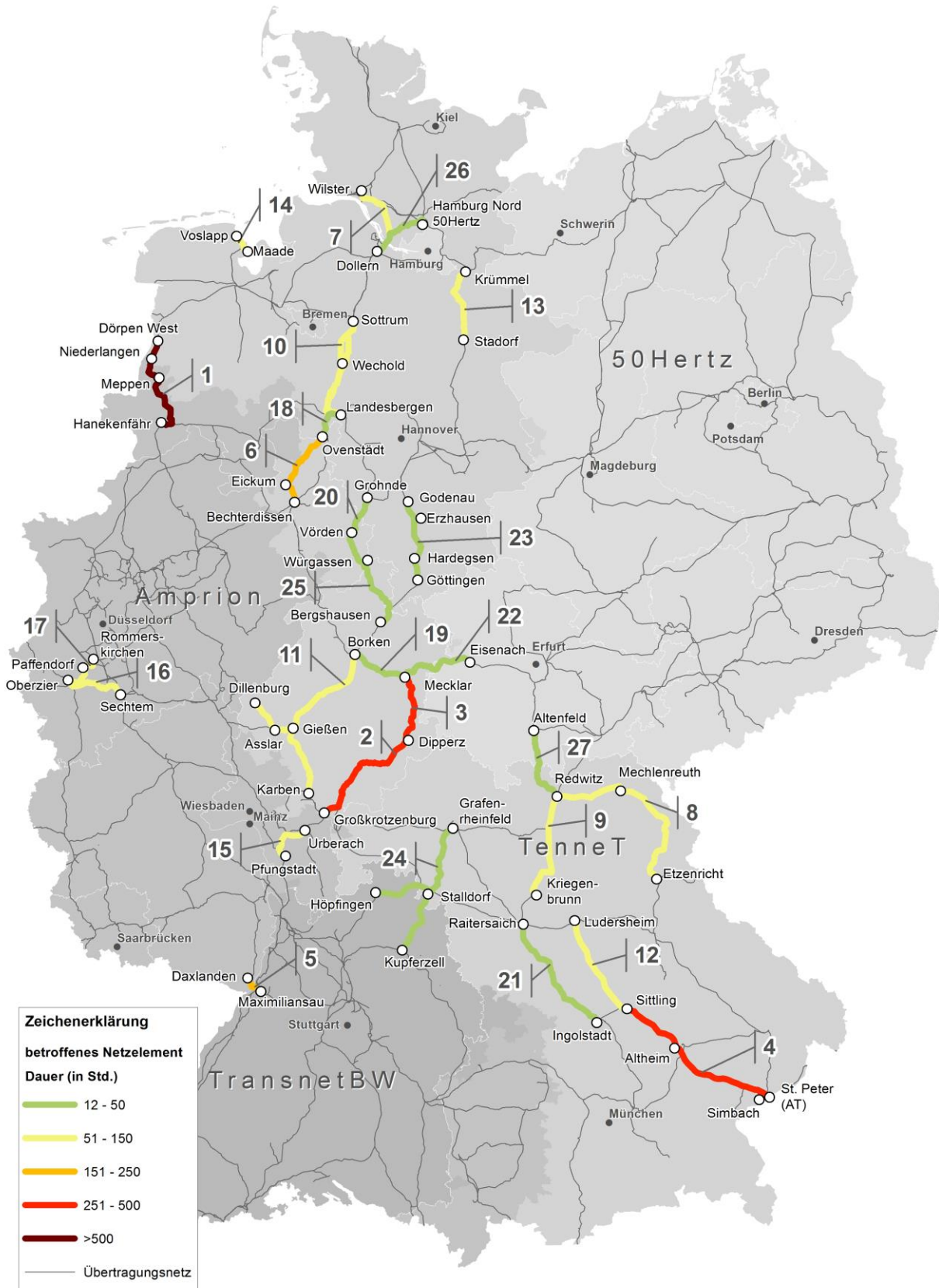


Abbildung 9 Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im vierten Quartal 2018 gemäß Meldungen der ÜNB

4.2.2.2 Spannungsbedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen

Neben den strombedingten Redispatchmaßnahmen wurden im vierten Quartal 2018 spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen von insgesamt etwa 214 Stunden gemeldet. Das Volumen der getätigten Maßnahmen belief sich dabei auf ca. 42 GWh. Hinzu kommen Gegengeschäfte in Höhe von ca. 42 GWh. Der Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch ist im Vergleich zum vierten Quartal 2017 auf einem höheren Niveau. Die Dauer ist im Vergleich zum vierten Quartal 2017 um 171 Stunden (Q4 2017: 43 Stunden), die Menge der getätigten Maßnahmen (ohne Gegengeschäft) ist um 32 GWh gestiegen (Q4 2017: 10 GWh). Laut ÜNB ist in den Wintermonaten allgemein mit einem niedrigeren Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch als in den Sommermonaten zu rechnen.

Eine genaue Aufteilung der betroffenen Netzelemente und Netzgebiete ist Tabelle 23 zu entnehmen.¹⁵

Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im vierten Quartal 2018¹

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge getätigte Maßnahmen in GWh
Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte	185	39
davon Ovenstädt-Bechterdissen-Borken	9	2
davon Netzgebiet Borken (Borken-Dipperz-Großkrotzenburg, Gießen, Karben)	176	37
Regelzone TransnetBW	14	1
davon Gebiet Altbach	14	1
Regelzone 50Hertz	16	2

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 23: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im vierten Quartal 2018

4.2.3 Countertrading

Anders als beim herkömmlichen Redispatch, bei dem spezifische Kraftwerke abgeregelt bzw. hochgefahren werden, verfolgen Countertrading-Maßnahmen das Ziel, Engpässe zwischen zwei Gebotszonen zu beheben. 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 vierten Quartal 2018 rund 754 GWh der Redispatchgesamtmenge aus und sind Bestandteil der Einzelüberlastungsmaßnahmen. Die Kosten für Countertrading lagen bei rund 21 Mio. Euro.

¹⁵ Da sich spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf räumlich größere Netzregionen (und nicht auf einzelne Leitungen bzw. Umspannwerke) beziehen, wird aus Darstellungsgründen auf eine Übersichtskarte verzichtet.

4.2.4 Einsatz Netzreserve

Insgesamt wurden im vierten Quartal 2018 an 23 Tagen Netzreserveabrufe mit einer Gesamtarbeit von rund 31 GWh getätigt. Netzreservekraftwerke werden sowohl als 4-ÜNB-Vorab-Maßnahme als auch als Einzelüberlastungsmaßnahmen angefordert. Nach einer ersten Schätzung der ÜNB lagen die Kosten für den Abruf bei rund 4,3 Mio. Euro. Die vorläufigen Vorhaltekosten zzgl. weiterer abrufunabhängiger Kosten für das Gesamtjahr 2018 belaufen sich auf 330,3 Mio. Euro. Die Einsatztage bewegten sich damit auf einem deutlich niedrigeren Niveau als im vierten Quartal 2017 (Q4 2017: 48 Tage), die geleistete Arbeit hat sich um etwa 484 GWh reduziert (Q4 2017: 515GWh). Hier zeigt sich, dass für das Winterhalbjahr 2018/2019 keine ausländische Netzreserve mehr kontrahiert wurde.

Tabelle 24 enthält eine Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im vierten Quartal 2018. Der „Einsatz-Durchschnitt in MW“ zeigt eine durchschnittlich angeforderte Leistung pro Einsatztag. Dieser Durchschnittswert war im Dezember 2018 mit 233 MW am höchsten. Die maximale Leistungsanforderung der Netzreservekraftwerke lag mit je 600 MW im Oktober und Dezember 2018.

Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im vierten Quartal 2018

	Tage	Einsatz-Durchschnitt in MW	Maximale Leistungsanforderung in MW	MWh Summe
Oktober	9	127	600	8.715
November	8	149	550	12.006
Dezember	6	233	600	10.707
Gesamt	23			31.428

Quelle: Redispatch-Kraftwerkseinsatzmeldungen der ÜNB an die Bundesnetzagentur

Tabelle 24: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im vierten Quartal 2018

4.2.5 Kraftwerkseinsätze Redispatch

Im vierten Quartal 2018 wurde von inländischen Marktkraftwerken und von in- und ausländischen Reservekraftwerken eine Gesamtmenge von 5.163 GWh (2.761 GWh Einspeisereduzierungen und 2.401 GWh Einspeiserhöhungen) zur Behebung von Netzengpässen erbracht. Die Differenz zwischen Einspeisereduzierung – und -erhöhung kommt u. a. dadurch zustande, dass bei grenzüberschreitenden Redispatchmaßnahmen auch Marktkraftwerke von ausländischen ÜNB angewiesen werden. Diese Anweisungen werden in den folgenden Auswertungen nicht betrachtet. Netzreservekraftwerke im Ausland sind wiederum in der Betrachtung enthalten, da diese direkt vom deutschen ÜNB angewiesen werden.

Abbildung 10 zeigt die Energieträger der zum Redispatch herangezogenen Kraftwerke. Den Energieträger Steinkohle betrafen dabei knapp 50 Prozent der abgesenkten Mengen im vierten Quartal 2018. Bei den Einspeiserhöhungen wurden mit 50% im vierten Quartal 2018 ebenfalls insbesondere Steinkohlekraftwerke eingesetzt. Ein Teil der Redispatchmenge wird an der Börse beschafft, diese Mengen können keinem Energieträger zugeordnet werden und fallen daher in die Kategorie „Unbekannt“. Im Wesentlichen finden sich hier die über die Börse beschafften Ausgleichsgeschäfte für den Spannungsbedingten Redispatch wieder. 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.

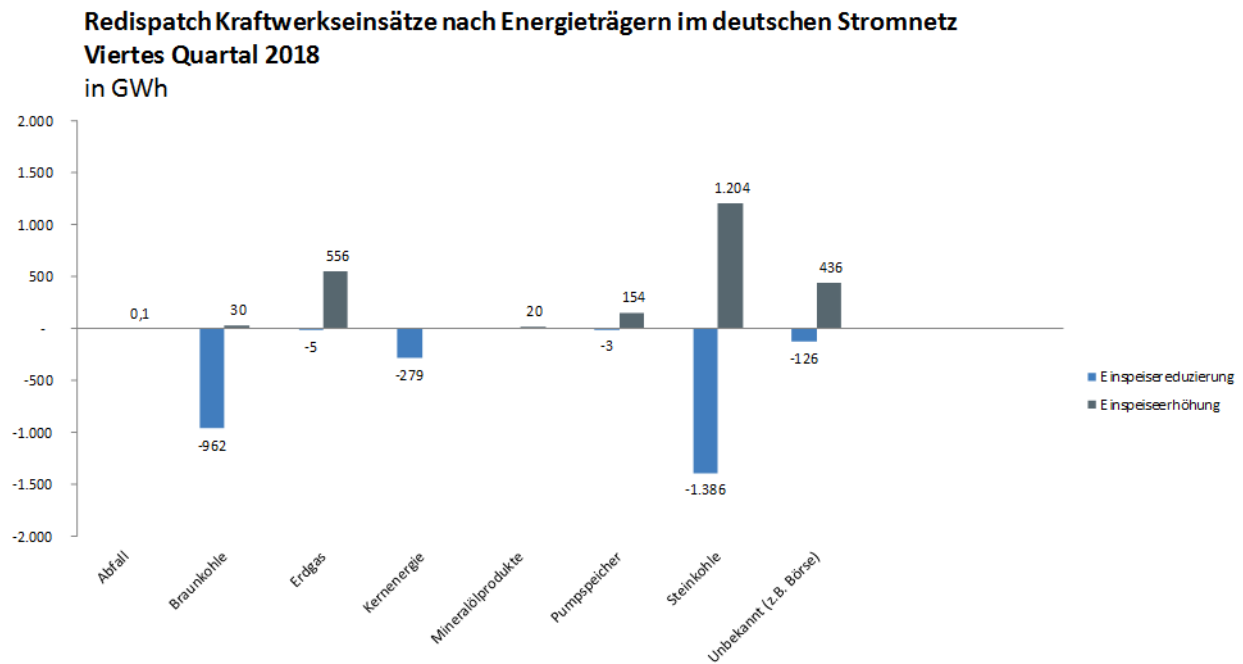
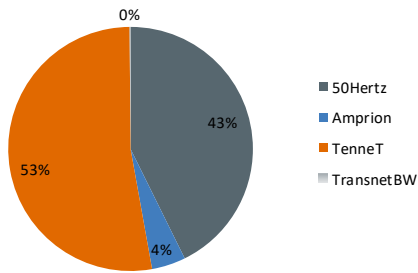


Abbildung 10: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im vierten Quartal 2018

Einspeisereduzierungen und -erhöhungen verteilen sich der Menge nach unterschiedlich auf die jeweilig anweisenden ÜNB. Der anweisende ÜNB ist in der Regel der ÜNB, in dessen Regelzone sich das Kraftwerk befindet, welches zum Redispatch eingesetzt wird. Bei Netzreservekraftwerken ist derjenige ÜNB der anweisende, der den Vertrag mit dem Kraftwerk abgeschlossen hat. Abbildung 11 zeigt die Verteilung der Kraftwerksanweisung auf die einzelnen ÜNB unabhängig von der Lokalisation der auslösenden Ursache. Diese kann in einer anderen Regelzone liegen. Der Einsatz wird dann von dem dort verantwortlichen ÜNB oder bei 4-ÜNB Vorab-Maßnahmen gemeinschaftlich bei dem ÜNB angefordert, in dessen Regelzone das benötigte Kraftwerk liegt. Im vierten Quartal 2018 wurden 53 Prozent der reduzierten Mengen von TenneT angewiesen, gefolgt von 50Hertz (43 Prozent). Im Vergleich deutlich weniger Einspeisereduzierungen wurden von Amprion (4 Prozent) und TransnetBW (0,1 Prozent) angewiesen. Der Hauptteil der Einspeiserhöhungen von inländischen Marktkraftwerken und von Reservekraftwerken im In- und Ausland entfiel mit einem Anteil von 40 Prozent auf die TransnetBW-Regelzone. In der TenneT Regelzone wurden 35 Prozent der Einspeiserhöhungen vorgenommen.

Einspeisereduzierung im vierten Quartal 2018



Einspeiserhöhung im vierten Quartal 2018

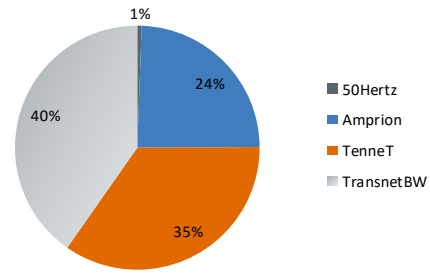


Abbildung 11 Angewiesene Einspeisereduzierungen und -erhöhungen nach Regelzone im vierten Quartal 2018 als Anteil an der gesamten reduzierten bzw. erhöhten Redispatchmenge.

Die Karten in Abbildung 12 und Abbildung 13 zeigen, wie sich die Kraftwerkseinsätze auf einzelne Bundesländer verteilen. Dabei zeigt sich, dass insbesondere in den Bundesländern Baden-Württemberg, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Hessen Kraftwerke heraufgefahren wurden, um Netzengpässe zu beheben, während vor allem in Niedersachsen, Brandenburg, Sachsen, Hamburg und Nordrhein-Westfalen Leistungsreduzierungen vorgenommen wurden. Dabei werden keine ausländischen Netzreserve- und Marktkraftwerke mit aufgeführt.

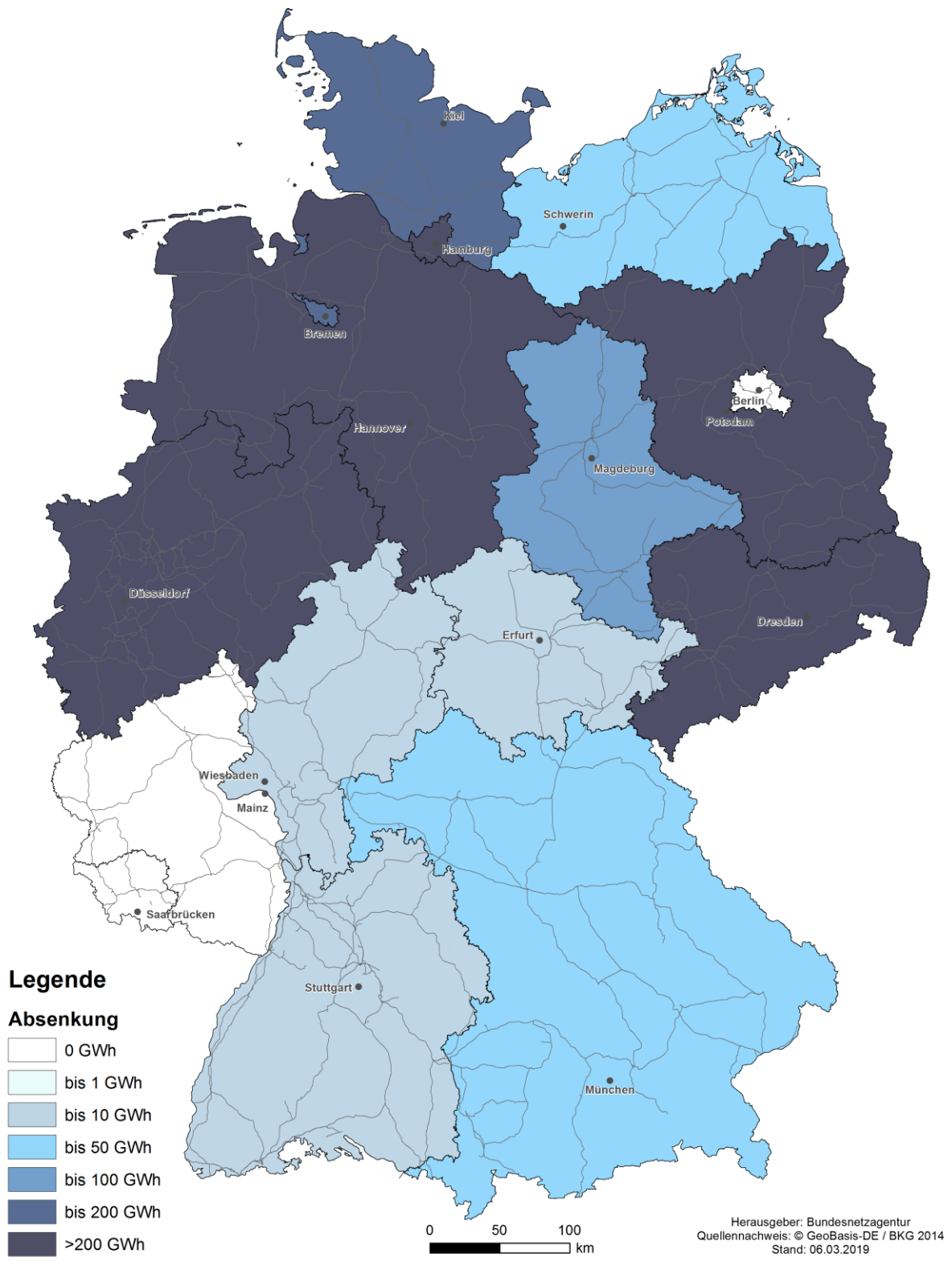


Abbildung 12 Kraftwerksreduzierungen auf Anweisung der deutschen ÜNB im vierten Quartal 2018

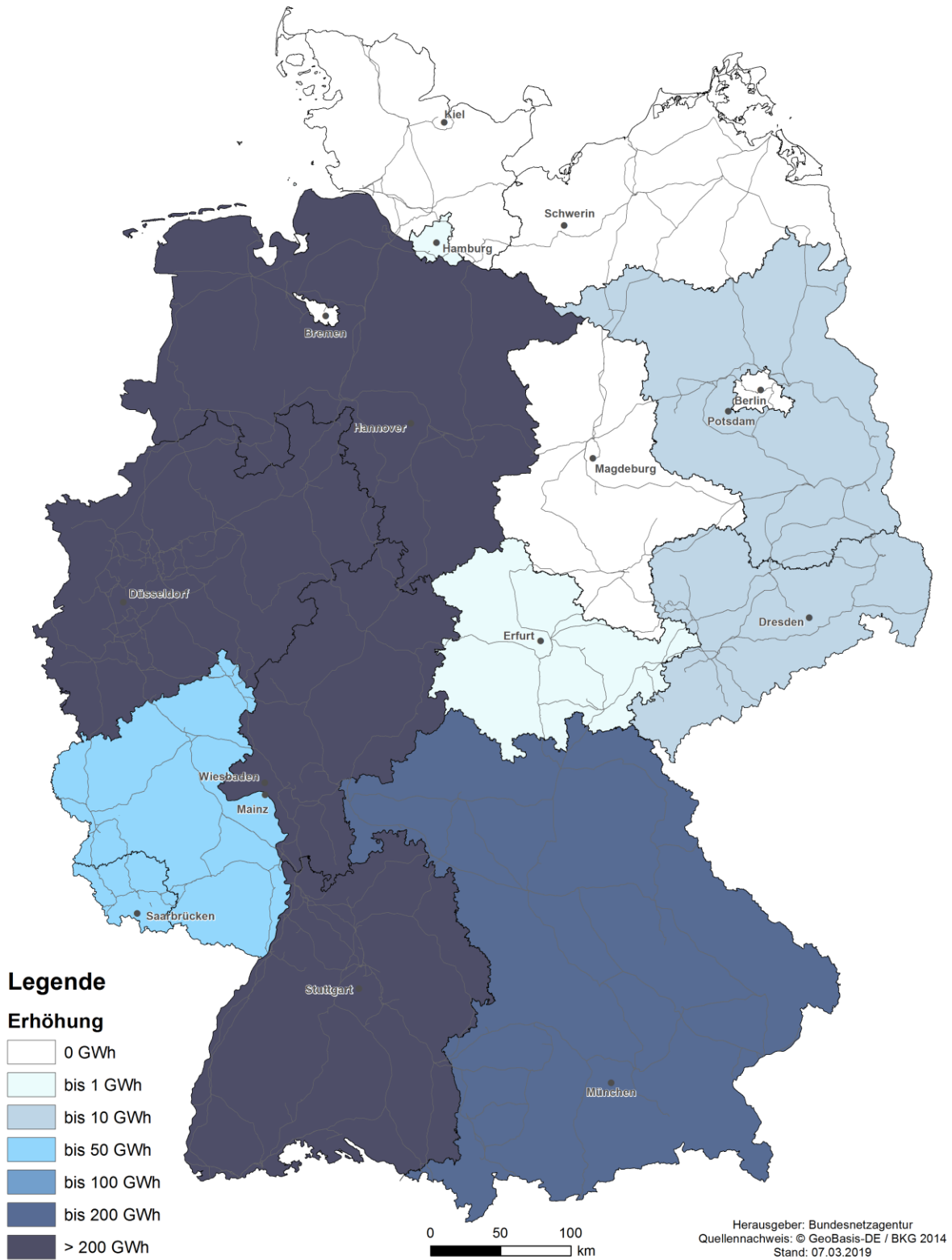


Abbildung 13 Kraftwerkserhöhung auf Anweisung der deutschen ÜNB im vierten Quartal 2018

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

Im vierten Quartal 2018 wurden durch die ÜNB und VNB rund 1.764 GWh Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen gemeldet. Vergleicht man diesen Wert mit dem vierten Quartal 2017, so ergibt sich eine Minderung der Menge an Ausfallarbeit um rund 544 GWh (Q4 2017: 2.307 GWh).

Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für das vierte Quartal 2018 auf rund 227 Mio. Euro und sind somit im Vergleich zum vierten Quartal 2017 um rund 47 Mio. Euro gesunken (Q4 2017: 274 Mio. Euro).

4.3.1 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern

Rund 48 Prozent der Ausfallarbeit und rund 39 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche entfallen im vierten Quartal 2018 auf Schleswig-Holstein. Es folgen Niedersachsen mit rund 34 Prozent und Brandenburg mit rund 5 Prozent der Ausfallarbeit. Die restlichen Abregelungen verteilen sich, wie in nachfolgender Tabelle dargestellt, auf acht weitere Bundesländer.

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

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro		Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	
			Prozentuale Verteilung				Prozentuale Verteilung	
	Quartal 4 2018				Quartal 4 2017			
Schleswig-Holstein	844,98	47,9%	87.662.520	38,6%	1.140,85	49,4%	132.780.698	48,4%
Niedersachsen	602,45	34,2%	111.853.797	49,2%	681,10	29,5%	101.969.409	37,2%
Brandenburg	95,23	5,4%	8.270.825	3,6%	149,49	6,5%	13.289.411	4,8%
Nordrhein-Westfalen	67,32	3,8%	5.696.961	2,5%	132,95	5,8%	8.551.646	3,1%
Sachsen-Anhalt	62,49	3,5%	5.392.629	2,4%	128,89	5,6%	10.802.589	3,9%
Mecklenburg-Vorpommern	58,39	3,3%	5.297.905	2,3%	59,09	2,6%	5.212.629	1,9%
Thüringen	27,40	1,6%	2.678.245	1,2%	0,07	0,0%	4.427	0,0%
Baden-Württemberg	2,82	0,2%	198.889	0,1%	2,17	0,1%	184.951	0,1%
Bayern	1,11	0,1%	85.159	0,04%	0,50	0,0%	56.885	0,02%
Rheinland-Pfalz	1,08	0,1%	38.488	0,02%	4,57	0,2%	505.273	0,2%
Sachsen	0,38	0,02%	33.316	0,01%	1,27	0,1%	116.227	0,04%
Hessen	-	-	-	-	-	-	-	-
Hamburg	-	-	-	-	6,45	0,3%	651.450	0,24%
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	1.763,65	100%	227.208.735	100%	2.307,40	100%	274.125.595	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 25: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im vierten Quartal 2018 gegenüber dem vierten Quartal 2017

4.3.2 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern

Der Energieträger Wind an Land (onshore) ist mit rund 63 Prozent der gesamten Ausfallarbeit und rund 43 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der mit Abstand am häufigsten abgeregelte Energieträger. Im Verhältnis zur Einspeisung von Windenergieanlagen an Land liegt die Abregelung dieses Energieträgers im vierten Quartal 2018 bei rund vier Prozent.¹⁶

Weitere rund 36 Prozent der gesamten Ausfallarbeit fallen im vierten Quartal 2018 auf den Energieträger Wind auf See (offshore), der rund 56 Prozent der geschätzten Entschädigungsansprüche generiert. Vergleicht man die Werte für den Energieträger Wind auf See (offshore) mit dem vierten Quartal 2017, so ergibt sich eine Erhöhung der Menge an Ausfallarbeit um rund 41 GWh (Q4 2017: 594 GWh) und eine Steigerung der geschätzten Entschädigungsansprüche um rund 14 Mio. Euro (Q4 2017: 113 Mio. Euro). Im Verhältnis zur Einspeisung¹⁷ von Offshore Windenergieanlagen lag die Abregelung im vierten Quartal 2018 bei rund 9,9 Prozent.

Die Ausfallarbeit aller Energieträger bezogen auf die gesamte Ausfallarbeit verteilt sich auf die einzelnen Energieträger wie in Tabelle 26 dargestellt.

¹⁶ Die Ermittlung des Verhältnisses erfolgt auf Basis der bei SMARD.de veröffentlichten Daten für die realisierte Einspeisung.

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

Energieträger	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung
	Quartal 4 2018				Quartal 4 2017			
Wind (onshore)	1.111,99	63,1%	96.789.699	42,6%	1.654,56	71,7%	148.370.985	54,1%
Wind (offshore)	634,18	36,0%	126.833.441	55,8%	593,67	25,7%	113.069.676	41,2%
Solar	11,30	0,6%	2.410.284	1,1%	32,67	1,4%	8.576.997	3,1%
Biomasse einschl. Biogas	5,21	0,3%	1.082.597	0,5%	24,44	1,1%	3.951.592	1,4%
KWK-Strom	0,45	0,0%	36.684	0,0%	1,19	0,1%	81.228	0,0%
Laufwasser	0,43	0,0%	39.139	0,0%	0,07	0,0%	7.423	0,0%
Deponie-, Klär- und Grubengas	0,09	0,0%	16.891	0,0%	0,42	0,0%	31.651	0,0%
Energieträger unbekannt	-	-	-	-	0,38	0,00	36.045,00	0,0%
Gesamt	1.763,65	100%	227.208.735	100%	2.307,40	100%	274.125.595	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 26: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im vierten Quartal 2018 gegenüber dem vierten Quartal 2017

4.3.3 Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen

Im vierten Quartal 2018 wurden 64 Prozent der Ausfallarbeit in den Verteilernetzen abgeregelt. Bei 36 Prozent wurden Anlagen abgeregelt, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Diese Verteilung stellt jedoch nicht dar, auf welcher Netzebene die Maßnahmen verursacht wurden und welche Netzebene die Entschädigungsansprüche tragen muss. Nach dem Anforderprinzip muss derjenige Netzbetreiber die Kosten in seiner Erlösobergrenze geltend machen, bei dem die Netzbelastung auftritt und nicht derjenige, in dessen Netzgebiet die Abregelung tatsächlich stattfindet. Letztlich tragen also diejenigen Letztverbraucher im Netzgebiet des verursachenden Netzbetreibers die Kosten. Die hohe Menge der im Verteilernetz abgeregelten erneuerbaren Erzeugung darf deshalb nicht zu dem Rückschluss führen, dass die Ursache der Abregelung überwiegend im Verteilernetz zu sehen ist. Hier zeigt sich, dass die weitaus meisten erneuerbaren Anlagen im Verteilernetz angeschlossen sind und deshalb auch Maßnahmen zur Entlastung der Umspannebene und der Übertragungsnetze im Verteilernetz erforderlich sind.

Diese Unterscheidung zwischen Abregelungs- und Verursachungsebene kann durch die Zuordnung der Maßnahmen zur verursachenden Netzebene verdeutlicht werden. Ein großer Teil der Maßnahmen, die im Verteilernetz durchgeführt werden, wird in der Umspannebene zwischen ÜNB und VNB verursacht. Der Engpass liegt also zwischen den Ebenen, wird aber dem ÜNB zugeordnet, da dieser in der Regel die Kosten trägt. Für das vierte Quartal 2018 sind die Werte in der folgenden Tabelle 27 dargestellt und zeigt, dass die Verursachung der Maßnahmen zu rund 85 Prozent den ÜNB und zu 15 Prozent den VNB zugeordnet werden kann

In Tabelle 28 und Tabelle 29 werden die Abregelungen differenziert nach Bundesländern für das Übertragungsnetz und die Verteilernetze im vierten Quartal 2018 gegenüber dem vierten Quartal 2017 dargestellt.

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

	Anlagen im Übertragungsnetz	Anlagen im Verteilernetz
Ausfallarbeit in GWh	635,36	1.128,29
Prozentuale Verteilung (Ausfallarbeit)	36,0%	64,0%
Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber in Euro	126.951.502	100.257.233
Prozentuale Verteilung (Entschädigungsansprüche)	55,9%	44,1%
	Übertragungsnetz	Verteilernetz
Verursachung der Maßnahmen in GWh	1.503,97	259,68
Prozentuale Verteilung (Verursachung)	84,6%	15,4%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 27: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im vierten Quartal 2018

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

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro		Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	
			Quartal 4 2018	Prozentuale Verteilung			Quartal 4 2017	Prozentuale Verteilung
Niedersachsen	511,56	80,5%	102.196.761	80,5%	383,68	62,3%	73.336.414	63,7%
Schleswig-Holstein	123,75	19,5%	24.749.780	19,5%	210,88	34,2%	39.812.261	34,6%
Brandenburg	0,05	0,0%	4.961	0,0%	14,87	2,4%	1.395.970	1,2%
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	635,36	100%	126.951.502	100%	615,88	100%	115.196.096	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 28: Regionale Verteilung der Abregelung durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im vierten Quartal 2018 und dem vierten Quartal 2017

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

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro		Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	
			Prozentuale Verteilung				Prozentuale Verteilung	
	Quartal 4 2018				Quartal 4 2017			
Schleswig-Holstein	721,23	63,9%	62.912.740	62,8%	929,97	55,0%	92.968.436	58,5%
Brandenburg	95,17	8,4%	8.265.864	8,2%	134,62	8,0%	11.893.441	7,5%
Niedersachsen	90,89	8,1%	9.657.037	9,6%	297,42	17,6%	28.632.995	18,0%
Nordrhein-Westfalen	67,32	6,0%	5.696.961	5,7%	132,95	7,9%	8.551.646	5,4%
Sachsen-Anhalt	62,49	5,5%	5.392.629	5,4%	128,89	7,6%	10.802.589	6,8%
Mecklenburg-Vorpommern	58,39	5,2%	5.297.905	5,3%	59,09	3,5%	5.212.629	3,3%
Thüringen	27,40	2,4%	2.678.245	2,7%	0,07	0,0%	4.427	0,0%
Baden-Württemberg	2,82	0,3%	198.889	0,2%	2,17	0,1%	184.951	0,1%
Bayern	1,11	0,1%	85.159	0,1%	0,50	0,0%	56.885	0,0%
Rheinland-Pfalz	1,08	0,1%	38.488	0,0%	4,57	0,3%	505.273	0,3%
Sachsen	0,38	0,0%	33.316	0,0%	1,27	0,1%	116.227	0,1%
Hessen	-	-	-	-	-	-	-	-
Hamburg	-	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	1.128,29	100%	100.257.233	100%	1.691,51	100%	158.929.499	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 29: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im vierten Quartal 2018 gegenüber dem vierten Quartal 2017

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

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

4.3.4 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen

Der nachstehenden Tabelle 30 ist die Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im vierten Quartal 2018 gegenüber dem vierten Quartal 2017 zu entnehmen. Die unterschiedliche Verteilung der EinsMan-Maßnahmen auf die Regelzonen begründet sich insbesondere mit der regional unterschiedlichen Einspeisemenge aus Erneuerbaren Energien. In 2017 entfielen auf die Regelzone von TenneT ca. 46,2 Prozent der eingespeisten Jahresarbeit aus Erneuerbaren Energien, auf 50 Hertz ca. 28,6 Prozent, auf Amprion ca. 18,4 Prozent und auf die Regelzone von TransnetBW ca. 6,8 Prozent¹⁷. Es ist davon auszugehen, dass sich diese Verteilung in 2018 nicht maßgeblich verändert hat.

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

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

Tabelle 30 zeigt daher in erster Linie, dass die Abregelungsmengen übereinstimmend mit den Entschädigungsansprüchen für Anlagenbetreiber sind.

¹⁷Vgl.: <https://Netztransparenz > EEG > Jahresabrechnungen>

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

Regelzone	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung
	Quartal 4 2018				Quartal 4 2017			
TenneT	1.621,22	91,9%	213.434.464	93,9%	1.946,76	84,4%	242.145.039	88,3%
50Hertz	123,97	7,0%	12.136.605	5,3%	338,69	14,7%	29.605.016	10,8%
TransnetBW	15,24	0,9%	1.353.390	0,6%	2,17	0,1%	184.951	0,1%
Amprion	3,22	0,2%	284.276	0,1%	19,78	0,9%	2.190.588	0,8%
Gesamt	1.763,65	100%	227.208.735	100%	2.307,40	100%	274.125.595	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 30: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im vierten Quartal 2018 gegenüber dem vierten Quartal 2017

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

Im vierten Quartal 2018 haben drei Verteilernetzbetreiber Anpassungen von Stromeinspeisungen nach § 13 Abs. 2 EnWG angewiesen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 2,1 GWh verteilt über drei Bundesländer. Im Vergleich mit dem vierten Quartal 2017 ist hier für das vierte Quartal 2018 eine Reduzierung um rund 22 GWh festzustellen.

Die Verteilung der abgeregelten Arbeit auf die verschiedenen Energieträger ist der nachstehenden Tabelle Tabelle 31 zu entnehmen.

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

Energieträger	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung
Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil)	1,93	92,5%
Erdgas	0,16	7,5%
Gesamt	2,09	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 31: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im vierten Quartal 2018

In der nachfolgenden Tabelle 32 ist die Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern zu sehen. Im vierten Quartal 2018 wurden nur in Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen Maßnahmen durchgeführt.

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

Bundesland	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh		Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	
	Quartal 4 2018	Prozentuale Verteilung	Quartal 4 2017	Prozentuale Verteilung
Brandenburg	1,60	76,6%	-	0,0%
Sachsen-Anhalt	0,33	15,9%	24,25	100,0%
Thüringen	0,16	7,6%	-	0,0%
Gesamt	2,09	100%	24,25	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 32: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im vierten Quartal 2018 gegenüber dem 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 bzw. seit Oktober 2018 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 bzw. seit Oktober 2018 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 waren 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 weiteren Schritt meldeten die Netzbetreiber quartalsweise in welchem Umfang die ad-hoc-Anforderungen zu Anpassungen der Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen geführt haben. Diese quartalsweisen Meldungen beziehen sich nur auf Maßnahmen, die aufgrund von Netzengpässen ergriffen wurden und umfassen die tatsächlich abgeregelter Arbeit, den Energieträger und die von den Netzbetreibern geschätzten voraussichtlichen Entschädigungsansprüchen für EinsMan-Maßnahmen.

Seit Oktober 2018 werden die Meldungen monatlich erfasst.

5.1 Redispatch

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

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

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

Grundsätzlich bezeichnet Redispatch den Eingriff in den marktbasieren Fahrplan von Erzeugungseinheiten zur Verlagerung von Kraftwerkseinspeisungen. Dabei werden Kraftwerke auf Basis vertraglicher Verpflichtungen oder eines gesetzlichen Schuldverhältnisses vom ÜNB angewiesen ihre Einspeiseleistung abzusenken/zu erhöhen, während zugleich andere Kraftwerke angewiesen werden, ihre Einspeiseleistung zu erhöhen/abzusenken.¹⁸ Auf die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Last im Ganzen haben diese Eingriffe damit keine Auswirkungen, da stets sichergestellt wird, dass abgeregelter Mengen durch gleichzeitiges Hochregeln physikalisch und bilanziell ausgeglichen werden.

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

Die operativen Prozesse der ÜNB unterscheiden Maßnahmen gemäß Anforderprinzip (Einzelüberlastungsmaßnahmen) und Maßnahmen nach gemeinsamer Anforderung aller ÜNB (4-ÜNB Vorabmaßnahmen). Die

¹⁸ 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.

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

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

Man unterscheidet zudem zwischen strom- und spannungsbedingtem Redispatch. Strombedingter Redispatch dient dazu, kurzfristig auftretende Überlastungen von Leitungen und Umspannwerken zu vermeiden oder zu beseitigen. Spannungsbedingter Redispatch zielt hingegen auf die Aufrechterhaltung der Spannung im betroffenen Netzgebiet z. B. durch die Anpassung von Blindleistung ab. Dabei wird die Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken angepasst, um diese in die Lage zu versetzen, die benötigte Blindleistung zur Spannungshaltung erbringen zu können. Dies kann z. B. durch Anfahren stillstehender Kraftwerke auf Mindestwirkleistungseinspeisung oder durch Reduzierung der Einspeisung unter Vollast laufender Kraftwerke bis auf Mindestwirkleistungseinspeisung erfolgen. Diese Form der Blindleistungsbereitstellung erfolgt – wie auch der strombedingte Redispatch – wegen des Einspeisevorrangs nur gegenüber konventionellen Kraftwerken. Bei spannungsbedingtem Redispatch können Ausgleichsmaßnahmen der Systembilanz auch über Börsengeschäfte getätigt werden. Redispatchmaßnahmen können regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden.

5.2 Netzreservekraftwerke

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

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

Die nationalen Kraftwerke in der Netzreserve sind zur Stilllegung angezeigte Kraftwerke, die aufgrund ihrer Systemrelevanz für die Netze nicht stillgelegt werden dürfen. Die Netzreserve setzt sich zudem bei Bedarf aus Kraftwerken aus dem benachbarten Ausland zusammen. Die ausländischen Kraftwerke in der Netzreserve werden mittels Ausschreibungen ermittelt und durch die ÜNB für das Winterhalbjahr vertraglich gesichert. Mit den Kraftwerksbetreibern werden Verträge geschlossen, wonach die Anlagen zum Redispatcheinsatz angefordert werden dürfen. Bisher wurden Verträge mit Kraftwerksbetreibern aus Österreich, Italien, Frankreich und der Schweiz geschlossen. Ab dem Winter 2018/19 wurde keine Netzreserve im Ausland mehr kontrahiert.

5.3 Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG

Das Einspeisemanagement ist eine speziell geregelte Netzsicherheitsmaßnahme gegenüber den Anlagen Erneuerbarer Energien (EE-), Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Der in diesen Anlagen erzeugte

Strom ist vorrangig in die Netze einzuspeisen und zu transportieren (§ 11 Abs. 1 und Abs. 5 EEG, § 4 Abs. 1 und Abs. 4 S. 2 KWKG). Die verantwortlichen Netzbetreiber können unter besonderen Voraussetzungen jedoch auch diese bevorrechtigte Einspeisung vorübergehend abregeln, wenn die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um den insgesamt erzeugten Strom abzutransportieren (§ 13 Abs. 2, 3 S. 3 EnWG i.V.m. §§ 14, 15 EEG, für KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG). Insbesondere müssen die vorrangigen Abregelungsmaßnahmen gegenüber konventionellen Erzeugern zuvor ausgeschöpft werden. Die Netzausbaupflichten der für die Netzengpässe verantwortlichen Netzbetreiber bleiben parallel bestehen.

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

5.4 Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG

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

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

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

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

Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Erzeugung und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im Gesamtjahr 2018	15
Abbildung 2 Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2018 gemäß Meldungen der ÜNB	21
Abbildung 3: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im Gesamtjahr 2018	25
Abbildung 4 Angewiesene Einspeisereduzierungen und –erhöhungen nach Regelzone im Gesamtjahr 2018 als Anteil an der gesamten reduzierten bzw. erhöhten Redispatchmenge.	26
Abbildung 5 Kraftwerksreduzierungen auf Anweisung der deutschen ÜNB im Gesamtjahr 2018	27
Abbildung 6 Kraftwerkserhöhung auf Anweisung der deutschen ÜNB im Gesamtjahr 2018	28
Abbildung 7: Monatsmittel der Windgeschwindigkeiten über Deutschland in 100m Höhe	29
Abbildung 8 Erzeugung und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im vierten Quartal 2018	43
Abbildung 9 Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im vierten Quartal 2018 gemäß Meldungen der ÜNB	48
Abbildung 10: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im vierten Quartal 2018	51
Abbildung 11 Angewiesene Einspeisereduzierungen und –erhöhungen nach Regelzone im vierten Quartal 2018 als Anteil an der gesamten reduzierten bzw. erhöhten Redispatchmenge	52
Abbildung 12 Kraftwerksreduzierungen auf Anweisung der deutschen ÜNB im vierten Quartal 2018	53
Abbildung 13 Kraftwerkserhöhung auf Anweisung der deutschen ÜNB im vierten Quartal 2018	54

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2018	9
Tabelle 2 Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen der Jahre 2015 bis 2018	10
Tabelle 3 Redispatch i.S.d. § 13 Abs. 1 EnWG im Gesamtjahr 2018 in GWh	13
Tabelle 4 Vorläufige Kostenschätzung für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken (ohne Countertradingkosten) im Gesamtjahr 2018	13
Tabelle 5 Überlastete Netzelemente im 4-ÜNB Prozess (2. Berechnungslauf, > 400 Stunden), Gesamtjahr 2018	17
Tabelle 6: Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen im Gesamtjahr 2018	18
Tabelle 7: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2018	20
Tabelle 8: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im Gesamtjahr 2018	23
Tabelle 9: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im Gesamtjahr 2018	24

Tabelle 10: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im Gesamtjahr 2018 gegenüber dem Gesamtjahr 2017	31
Tabelle 11: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im Gesamtjahr 2018 gegenüber dem Gesamtjahr 2017	33
Tabelle 12: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im Gesamtjahr 2018	34
Tabelle 13: Regionale Verteilung der Abregelung durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im Gesamtjahr 2018 und dem Gesamtjahr 2017	35
Tabelle 14: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im Gesamtjahr 2018 gegenüber dem Gesamtjahr 2017	36
Tabelle 15: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im Gesamtjahr 2018 gegenüber dem Gesamtjahr 2017	38
Tabelle 16: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im Gesamtjahr 2018	39
Tabelle 17: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im Gesamtjahr 2018 gegenüber dem Gesamtjahr 2017	39
Tabelle 18 Redispatch i.S.d. §13 Abs. 1 EnWG im vierten Quartal 2018 in GWh	41
Tabelle 19 Vorläufige Kostenschätzung für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken (ohne Countertradingkosten) im vierten Quartal 2018	42
Tabelle 20 Überlastete Netzelemente im 4-ÜNB Prozess (2. Berechnungslauf, > 100 Stunden), Viertes Quartal 2018	44
Tabelle 21: Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen nach ÜNB Regelzonen im vierten Quartal 2018	45
Tabelle 22: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im vierten Quartal 2018	47
Tabelle 23: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im vierten Quartal 2018	49
Tabelle 24: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im vierten Quartal 2018	50
Tabelle 25: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im vierten Quartal 2018 gegenüber dem vierten Quartal 2017	56
Tabelle 26: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im vierten Quartal 2018 gegenüber dem vierten Quartal 2017	58
Tabelle 27: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im vierten Quartal 2018	59
Tabelle 28: Regionale Verteilung der Abregelung durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im vierten Quartal 2018 und dem vierten Quartal 2017	60
Tabelle 29: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im vierten Quartal 2018 gegenüber dem vierten Quartal 2017	61
Tabelle 30: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im vierten Quartal 2018 gegenüber dem vierten Quartal 2017	63

Tabelle 31: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im vierten Quartal 2018	64
Tabelle 32: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im vierten Quartal 2018 gegenüber dem vierten Quartal 2017	64

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

01.08.2019

Text

Bundesnetzagentur

Referat 603 (Monitoringreferat)