Bundesnetzagentur

Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen

Zweites und Drittes Quartal 2019

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen

Zweites und Drittes Quartal 2019

Stand: 05.02.2020

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 ... 7

3 Zweites Quartal 2019 ... 12

3.1 Zusammenfassung für das zweite Quartal 2019 ... 12

3.1.1 Redispatch ... 12
3.1.2 Einsatz Netzreservekraftwerke ... 12
3.1.3 Einspeisemanagement (EinsMan) ... 12
3.1.4 Anpassungsmaßnahmen ... 12
3.2 Redispatchentwicklung im zweiten Quartal 2019 ... 13

3.2.1 4-ÜNB Vorab-Maßnahmen ... 16
3.2.2 Einzelüberlastungsmaßnahmen ... 18
3.2.3 Countertrading ... 22
3.2.4 Einsatz Netzreserve ... 22
3.2.5 Kraftwerkseinsätze Redispatch ... 23
3.3 Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG im zweiten Quartal 2019 ... 27

3.3.1 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern ... 27
3.3.2 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern ... 29
3.3.3 Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen ... 31
3.3.4 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen ... 35
3.4 Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG im zweiten Quartal 2019 ... 37

4 Drittes Quartal 2019 ... 38

4.1 Zusammenfassung für das dritte Quartal 2019 ... 38

4.1.1 Redispatch ... 38
4.1.2 Einsatz Netzreservekraftwerke ... 38
4.1.3 Einspeisemanagement (EinsMan) ... 38
4.1.4 Anpassungsmaßnahmen ... 39
4.2 Redispatchentwicklung im dritten Quartal 2019 ... 39

4.2.1 4-ÜNB Vorab-Maßnahmen ... 43
4.2.2 Einzelüberlastungsmaßnahmen ... 45
4.2.3 Countertrading ... 48
4.2.4 Einsatz Netzreserve ... 49
4.2.5 Kraftwerkseinsätze Redispatch ... 49
4.3 Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG im dritten Quartal 2019 ... 54

4.3.1 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern ... 54
4.3.2 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern ... 57
4.3.3 Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen ... 60
4.3.4 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen ... 66
4.4 Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG im dritten Quartal 2019 ... 68

5 Hintergrund ... 69

5.1 Redispatch ... 70

5.2 Netzreservekraftwerke ... 71

5.3 Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG ... 71

5.4 Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG ... 72

Verzeichnisse 73
Impressum 76

1 Vorwort

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen tragen zur hohen Zuverlässigkeit des Elektrizitätssystems in Deutschland bei. Netzstabilisierende Maßnahmen haben durch den Wandel des Systems in den vergangenen Jahren an Bedeutung gewonnen. Dieser Wandel ist u.a. geprägt durch den Ausbau von relativ lastfernen Windenergieanlagen, Veränderungen im konventionellen Kraftwerkspark und sich ändernden Rahmenbedingungen für den Handel mit anderen Staaten. Bei gleichzeitigen Verzögerungen im Netzausbau führen diese Veränderungen zu Netzbelastungen, zu deren Behebung die Netzbetreiber verpflichtet sind.

Das seit 2015 große Maßnahmenvolumen für die Netz—und Systemsicherheit und die damit verbundenen hohen Kosten dürfen jedoch 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. Im **zweiten und dritten Quartal 2019** wurden **knapp 1,6 Prozent** der eingespeisten Erneuerbaren Energien im Rahmen von Einspeisemanagement-Maßnahmen (EinsMan) abgeregelt. Diese Quote liegt damitauf etwa dem gleichen Niveau wie im zweiten und dritten Quartal 2018, was bedeutet, dass sich die Abregelungen im Verhältnis zur Erzeugung[1] der Erneuerbaren nicht erhöht haben. Die Erzeugung der Erneuerbaren Energien ist im Vergleich zum gleichen Vorjahreszeitraum in 2018 um 5,5 % gestiegen.

Die absoluten Abregelungsmengen von Strom aus Erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen im Rahmen des **Einspeisemanagements (EinsMan) lagen bei 875 GWh in Quartal 2** bzw. **864 GWh in Quartal 3** und sind im Vergleich zum zweiten Quartal 2018 gesunken und im Vergleich zum dritten Quartal 2018 gestiegen (Q2 2018: 945 GWh, Q3 2018: 723 GWh). Die durch Windkraft erzeugte Strommenge lag trotz der Abregelungen im zweiten Quartal 2019 um rund neun Prozent und im dritten Quartal 2019 um rund 16 Prozent höher als im Vorjahr (Q2 2019: 23.761 GWh; Q2 2018: 21.852 GWh und Q3 2019: 21.462 GWh; Q3 2018: 18.450 GWh[2]). Im Vergleich zum Vorjahr wurde im zweiten Quartal 2019 vermehrt der Energieträger Solar, hier insbesondere in Schleswig-Holstein und Brandenburg, abgeregelt (Q2 2019: 95 GWh; Q2 2018: 59 GWh).

Die geschätzten EinsMan-**Entschädigungsansprüche** der Anlagenbetreiber beliefen sich im zweiten Quartal 2019 auf rund **90 Mio. Euro** (Q2 2018: 102 Mio. Euro) und im dritten Quartal 2019 auf rund **91 Mio. Euro** (Q3 2018: 78 Mio. Euro). Die Entschädigungsansprüche werden über die Netzentgelte von den Letztverbrauchern getragen, allerdings wird ein 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.

Im **zweiten Quartal 2019** wurden im Rahmen des **Redispatch**prozesses Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von rund **2.445 GWh** (1.224 GWh Einspeisereduzierungen und 1.221 GWh Einspeiseerhöhungen) von konventionellen Markt- und Netzreservekraftwerken angefordert. Die Anforderungen zur Leistungsveränderung von Kraftwerken lagen im zweiten Quartal 2019 somit etwas über denen im zweiten Quartal 2018 (Q2 2018: 2.228 GWh), was insbesondere auf ein gestiegenes Volumen für

---

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

[2] Angaben zur realisierten Wind-Erzeugung (onshore/offshore) auf Basis der bei SMARD.de veröffentlichten Daten.

Countertradingmaßnahmen mit Dänemark zurückzuführen ist. Hintergrund dafür ist der Anstieg der vertraglich vereinbarten Mindesthandelskapazität für die Grenze zwischen Dänemark-West und Deutschland.

Der Trend aus dem zweiten Quartal setzte sich im **dritten Quartal 2019** fort, auch hier stiegen die Redispatchmaßnahmen auf ein Niveau über dem des Vorjahres, wobei sich das Countertradingvolumen im Vergleich zum Vorjahr vervierfachte. Die Einspeisereduzierungen beliefen sich auf 1.630 GWh und die Einspeiseerhöhungen auf 1.627 GWh (**in Summe 3.257 GWh**) und waren damit höher als im zweiten Quartal 2019 und als im dritten Quartal 2018 (Q3 2018: 3.068 GWh). Der Anteil der abgeregelten konventionellen Energieträger lag damit in 2019 für das zweite Quartal bei 2 % und für das dritte Quartal bei rund 2,5 % der eingespeisten konventionellen Erzeugung.

Die vorläufigen Einsatz**kosten** für **Redispatch**maßnahmen mit Markt- und Reservekraftwerken und **Countertrading**maßnahmen lagen im zweiten Quartal 2019 bei **rund 48 Mio. Euro** und somit auf dem Vorjahresniveau (Q2 2018: 48 Mio. Euro). Im dritten Quartal lagen diese Kosten bei **rund 73 Mio**. Euro (Q3 2018: 93 Mio. Euro), wobei entsprechend der Mengenzunahme insbesondere der Anteil der Kosten für Countertrading gestiegen sind. Die Vorhaltekosten für die Netzreserve sind der Bundesnetzagentur bisher in Höhe von 178,2 Mio. Euro bekannt. Durch unterjährig eingehende Zahlungsforderungen der Kraftwerksbetreiber, beispielsweise für Revisions-, Gastransportkapazitäten, Warmhaltungs- oder Eigenbedarfskosten, kann sich der Betrag nach Abschluss des Jahres deutlich verändern.

Die vorläufigen **Gesamtkosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen** (EinsMan, Redispatch inkl. Countertrading und Netzreserve) für die bereits vorliegenden drei Quartale des Jahres **2019** liegen bei rund **952,4 Mio. Euro**.

Die Bundesnetzagentur dankt den Landesregulierungsbehörden für ihr Einverständnis auch die in deren Zuständigkeit liegenden Netzbetreiber befragen und die Ergebnisse in diesem Bericht veröffentlichen zu können.

2 Übersicht über durchgeführte Maßnahmen

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 Redispatch-Maßnahmen 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 bislang noch der Bilanzkreisverantwortliche diese Fehlmengen aus. Der bilanzielle Ausgleich kann aber – wie beim Redispatch – auch durch den Netzbetreiber erfolgen. Ab dem 01.10. 2021 wird der Bilanzausgleich durch den anfordernden Netzbetreiber verbindlich. 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 hier 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.

Nachstehende Tabelle 1 fasst die Regelungsinhalte und wesentlichen Instrumente sowie die unterschiedlichen Meldungen der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für die ersten drei Quartale 2019 zusammen.

Tabelle 2 stellt einen vorläufigen Jahresvergleich von Kosten und Mengen der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für die Jahre 2015 bis einschließlich des dritten Quartals 2019 auf. Abgebildet ist der aktuell der Bundesnetzagentur vorliegende Informationsstand der Daten mit Stichtag 05. Februar 2020. Sofern in der Tabelle 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, präzisierter 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 Netzreserve[3].

Es ist darauf hinzuweisen, dass die Angaben für die ersten drei Quartale 2019 teilweise vorläufig sind. Die Daten unterliegen stetig fortlaufenden Aktualisierungen.

[3] Vgl. www.bundesnetzagentur.de/netzreserve

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2019

	Redispatch		Einspeisemanagement		Anpassungsmaßnahmen	
Gesetzliche Grundlage und Regelungs-inhalt	§ 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 Anlagen-betreiber	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 Berichts-zeitraum	Redispatch Gesamtmenge Erhöhungen + Reduzierungen von Marktkraftwerken und Erhöhung Reservekraftwerken (ohne Probestarts und Testfahrten): In GWh		Ausfallarbeit der EEG-vergüteten Anlagen (ÜNB und VNB): In GWh		Abgeregelte Menge durch Anpassungsmaßnahmen (ÜNB und VNB): In GWh	
	Q1 2019:	5.032	Q1 2019:	3.204	Q1 2019:	5,1
	Q2 2019:	**2.445**	**Q2 2019:**	**875**	**Q2 2019:**	**1,7**
	Q3 2019:	**3.257**	**Q3 2019:**	**864**	**Q3 2019:**	**0,6**
Kosten-schätzung im Berichts-zeitraum	Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch, Countertrading sowie Einsatz Netzreservekraftwerke: in Mio EUR		Vorläufige geschätzte Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG (ÜNB und VNB): in Mio EUR		Keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber bei Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG	
	Q1 2019:	111,0	Q1 2019:	360,2		
	Q2 2019:	**47,9**	**Q2 2019:**	**90,4**		
	Q3 2019:	**73,2**	**Q3 2019:**	**91,5**		
	Vorhaltung Netzreservekraftwerke zzgl. weiterer abrufunabhängiger Kosten (vorläufig)					
	2019:	**178,2**				
Gesamtkosten Q1 bis Q3 2019	**952,4**	**Mio. EUR**				

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 1 Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG in den ersten drei Quartalen 2019

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen der Jahre 2015 bis zum dritten Quartal 2019

	Redispatch			Netzreservekraftwerke				EinsMan		Anpassungen von Stromeinspeisung
	Menge Markt-kraftwerke GWh[1]	Kosten-schätzung Redispatch Mio. Euro[2, 3]	Kostenschätzung Countertrading Mio. Euro[3]	Menge GWh[4]	Kosten-schätzung Abruf Mio. Euro[3]	Leistung[5] MW	Jährliche Vorhalte- und abrufunabhängige Kosten Mio. Euro[6]	Menge Ausfall-arbeit GWh[7]	Schätzung Entschädigungen Mio. Euro	Menge 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**	**4,1**
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
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**	**355,1**	**36,1**	**904**	**84,3**	**6.598**	**330,3**	**5.403**	**635,4**	**8,3**
Quartal 1	2.781	62,8	5,6	625	57,8			1.971	227,7	0,9
Quartal 2	2.100	33,2	3,9	128	11,2			945	102,2	4,1
Quartal 3	2.969	76,0	5,5	120	11,9			723	78,3	1,2
Quartal 4	7.024	177,6	21,2	31	4,3			1.764	227,2	2,1
2019						**6.598**	**178,2**			
Quartal 1	4.946	92,4	10,8	126	7,8			3.204	360,2	5,1
Quartal 2	2.370	25,7	14,9	141	7,4			875	90,4	1,7
Quartal 3	3.220	46,2	23,4	83	3,6			864	91,5	0,6

Durch ganzjährige Aktualisierungen und Rundungen stimmt die Quartalssumme nicht zwangsläufig mit der Jahressumme überein.
1 Mengenangaben (Reduzierungen und Erhöhungen) inkl. Countertradingmaßnahmen.
2 Kostenschätzung der ÜNB auf Basis von Ist-Maßnahmen im entsprechenden Zeitraum.
3 Gesamtjahreskosten können von der Summe der einzelnen Quartalswerten abweichen. Wird die quartalsweise Aufschlüsselung nicht angezeigt, liegen die Werte 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. Werte ab 31.12.2018 enthalten nur inländische Netzreserve. Stand jeweils zum 31.12. des jeweiligen Jahres. Der Wert für 2019 ist vorläufig.
6 Gemäß Meldung der Übertragungsnetzbetreiber an die Bundesnetzagentur. Der Wert für 2019 ist vorläufig und enthält keine Kosten zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft und keine weiteren abrufunabhängigen Kosten.
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 Q3 2019

3 Zweites Quartal 2019

3.1 Zusammenfassung für das zweite Quartal 2019

3.1.1 Redispatch

Die für die Marktkraftwerke angefallenen Kosten liegen nach einer Schätzung der ÜNB bei etwa 25,7 Mio. Euro zzgl. rund 14,9 Mio. Euro für Countertrading- Maßnahmen. Die Redispatchkosten (inkl. Countertrading) im zweiten Quartal 2019 liegen damit über den Kosten im zweiten Quartal 2018 (Q2 2018: 37,1 Mio. Euro).

Insgesamt wurden im Rahmen des Redispatchprozesess Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von rund 2.445 GWh angefordert. Diese setzen sich zusammen aus Einspeisereduzierungen in Höhe von 1.174 GWh und Einspeiseerhöhungen von Marktkraftwerken in Höhe von 1.099 GWh und dem Einsatz von Reservekraftwerken von 75 GWh[4]. Die Anforderungen liegen damit leicht über denen des zweiten Quartals 2018 (Q2 2018: 2.200 GWh). Es wurden 2.348 GWh auf Basis von Einzelüberlastungen und 97 GWh auf Basis des 4-ÜNB Prozesses abgerufen. Die summierte Dauer über alle – auch parallel laufende - Einzelüberlastungsmaßnahmen lag im zweiten Quartal 2019 bei 3.944 Stunden.

3.1.2 Einsatz Netzreservekraftwerke[5]

Insgesamt wurden im zweiten Quartal 2019 an 52 Tagen Netzreserveabrufe mit einer Gesamtarbeit von rund 141 GWh[6] getätigt. Nach einer ersten Schätzung der ÜNB lagen die Kosten für den Abruf bei 7,4 Mio. Euro. Die Einsatztage bewegten sich damit auf einem höheren Niveau als im zweiten Quartal 2018 (Q1 2018: 43 Tage), die geleistete Arbeit hat sich um etwa 13 GWh erhöht (Q2 2018: 128 GWh).

3.1.3 Einspeisemanagement (EinsMan)

Im zweiten Quartal 2019 lag die Summe der Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen bei rund 875 GWh. Vergleicht man diesen Wert mit dem zweiten Quartal 2018, so ergibt sich eine Minderung der Menge an Ausfallarbeit um rund 70 GWh (Q2 2018: 945 GWh).

Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für das zweite Quartal 2019 auf rund 90 Mio. Euro und sind somit im Vergleich zum zweiten Quartal 2018 um rund 12 Mio. Euro gesunken (Q2 2018: 102 Mio. Euro).

3.1.4 Anpassungsmaßnahmen

Im zweiten Quartal 2019 haben drei Verteilernetzbetreiber in drei Bundesländern Anpassungen von Stromeinspeisungen im Umfang von rund 1,7 GWh getätigt. Im Vergleich zum zweiten Quartal 2018 hat sich die Menge der Anpassungsmaßnahmen um rund 2,4 GWh vermindert (Q2 2018: 4,1 GWh). Die per

---

[4] Dieser Gesamtwert über den Einsatz von Netzreservekraftwerken enthält keine Probestarts und Testfahrten. Mit Probe- und Testfahrten belief sich der Einsatz von Netzreservekraftwerken im zweiten Quartal auf 141 GWh.

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

[6] Dieser Wert enthält Probestarts und Testfahrten.

definitionem entschädigungslosen Maßnahmen erfolgen zumeist in besonderen Erzeugungs- und Netzkonstellationen, die nicht verallgemeinerungsfähig sind.

3.2 Redispatchentwicklung im zweiten Quartal 2019

Die gesamten Einspeisereduzierungen beliefen sich im zweiten Quartal 2019 auf 1.224 GWh, die Einspeiseerhöhungen von Marktkraftwerken auf 1.146 GWh und der Einsatz von Reservekraftwerken auf 75 GWh[7]. Insgesamt wurden Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von 2.445 GWh angefordert. Im Vergleich zum zweiten Quartal 2018 ist die Menge der Anforderungen demnach leicht gestiegen (vgl. Tabelle 3).

In Tabelle 3 ist ersichtlich, dass sich insbesondere das Verhältnis zwischen grenzüberschreitendem und nicht grenzüberschreitenem Redispatch verschoben hat. Die Menge des Countertradings hat sich nahezu vervierfacht, Details dazu finden sich in Absatz 3.2.3..

Redispatch i.S.d. §13 Abs. 1 EnWG im zweiten Quartal 2019, in GWh

	Q2 2019	Q2 2018
Gesamt	**2.445**	**2.200**
Aufteilung nach Absenkung/Erhöhung	**2.445**	**2.200**
davon Absenkung	1.224	1.080
davon Hochfahren	1.221	1.121
davon Marktkraftwerke	1.146	1.021
davon Reservekraftwerke (ohne Testfahrten/Probestarts)	75	100
Aufteilung nach Maßnahmenart	**2.445**	**2.200**
Einzelüberlastungsmaßnahmen	2.348	1.974
4-ÜNB Maßnahmen	97	226
Aufteilung nach Maßnahmengrund	**2.445**	**2.200**
Spannungsbedingt	904	647
Strombedingt	1.541	1.553
Aufteilung nach geographischer Komponente	**2.445**	**2.200**
Nicht Grenzüberschreitend	1.292	1.635
Grenzüberscheitend	1.153	566
davon Countertrading	910	235

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 3 Redispatch i.S.d. §13 Abs. 1 EnWG im zweiten Quartal 2019 in GWh

[7] Dieser Gesamtwert über den Einsatz von Netzreservekraftwerken enthält keine Probestarts und Testfahrten. Mit Probe- und Testfahrten belief sich der Einsatz von Netzreservekraftwerken im zweiten Quartal auf 141 GWh.

Im zweiten Quartal 2019 betrug

- die maximale zeitgleiche Leistungsanforderung zur Reduzierung der Einspeisung 3.665 MW und
- die maximale zeitgleiche Leistungsanforderung zur Erhöhung der Einspeisung 3.602 MW.

Die für die Marktkraftwerke angefallenen Kosten lagen im zweiten Quartal 2019 nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei rund 25,7 Mio. Euro (ohne Countertradingkosten [siehe dazu Kapitel 3.2.3]) und damit unter den Kosten für das zweite Quartal 2018 (Q2 2018: 33,2 Mio. Euro).

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

Vorläufige Kostenschätzung für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken im zweiten Quartal 2019

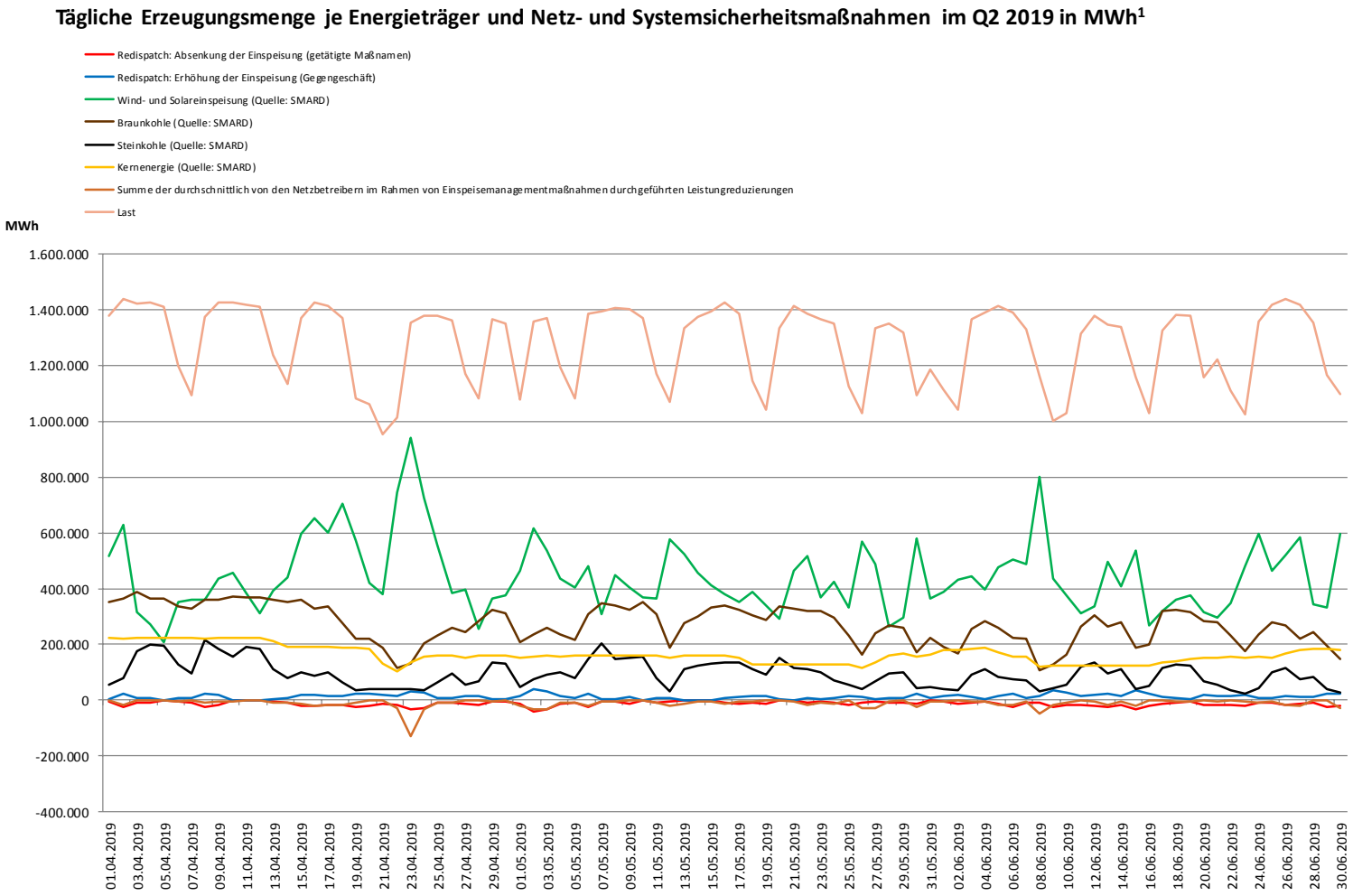
Netzgebiet	Geschätzte Kosten in Mio. Euro
Regelzone TenneT	18,1
Regelzone 50Hertz	3,5
Regelzone TransnetBW	3,3
Regelzone Amprion	0,8
Gesamt	**25,7**

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 4 Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch-Maßnahmen mit Marktkraftwerken (ohne Countertradingkosten) im zweiten Quartal 2019

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 optimierte, frühzeitige Einsatzplanung auf Basis von Modellrechnungen durchgeführt.

Im zweiten Quartal 2019 wurden rund 96 Prozent den Einzelüberlastungsmaßnahmen zugeordnet, 4 Prozent entfielen auf die 4-ÜNB Maßnahmen.



Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur
[1]In 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 zweiten Quartal 2019

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 50 GWh abgeregelt und 47 GWh heraufgefahren. 4-ÜNB Maßnahmen wurden in 114 Stunden von den insgesamt 2.160 Stunden des Quartals durchgeführt. Der Anteil dieser Maßnahmen an der gesamten Redispatch- und Netzreservemenge macht demnach 4 Prozent aus. Dabei wurden nur strombedingte Redispatch-Maßnahmen im Rahmen des 4-ÜNB Prozesses 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 zweite Quartal 2019 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.

Im n-1 Fall überlastete Netzelemente in der 4-ÜNB Optimierungsberechnung (2. Berechnungslauf, > 100 Stunden Überlastung), zweites Quartal 2019

Betroffene Netzgebiete	Regelzone	Dauer in Stunden
Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr)	**TenneT/Amprion**	
Dörpen West-Hanekenfähr blau		457
Dörpen West-Niederlangen-Meppen weiß		469
Hanekenfähr_Dörpen West-Emsland W blau		268
Hanekenfähr_Meppen-Meppen		258
Meppen_Dörpen West-Emsland O weiß		155
Sechtem (Sechtem-Paffendorf-Oberzier)	**Amprion**	
Paffendorf Oberzier Sechtem N		528
Paffendorf Oberzier Sechtem S		365
Paffendorf_Rommerskirchen-Paffendorf N		288
Leitung Helmstedt - Wolmirstedt	**50Hertz/TenneT**	
Helmstedt-Wolmirstedt 491-1		559
Helmstedt-Wolmirstedt 492-2		559
Großkrotzenburg - Dettingen/Urberach	**TenneT/Amprion**	
Dettingen_Grosskrotzenburg-Untermain S		237
Großkrotzenburg-Dettingen 1		262
Großkrotzenburg-Urberach 2		259
Urberach_Grosskrotzenburg-Untermain N		236
Stromkreis Bergrheinfeld - Grafenrheinfeld	**TenneT**	
380-kV-SK Bergrheinfeld West-Grafenrheinfeld 426		299
Bergrheinfeld West-Grafenrheinfeld 427		129
Leitung Mecklar - Eisenach	**50Hertz/TenneT**	
Mecklar-Eisenach 450-2		426
Leitung Vöhringen-Dellmensingen	**Amprion**	
Dellmensingen-Vöhringen Donau West		221
Vöhringen_Dellmensingen-Donau W		203
Leitung Mecklar - Vieselbach	**50Hertz/TenneT**	
Mecklar-Vieselbach 449-1		372
Stromkreis Bechterdissen - Gütersloh	**TenneT/Amprion**	
Gütersloh_Bechterdissen-Senne Süd 1		177
Leitung Vierraden - Pasewalk	**50Hertz**	
220-kV-SK Vierraden-Pasewalk (306)		150

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 5 Überlastete Netzelemente im 4-ÜNB Prozess (2. Berechnungslauf, > 100 Stunden), zweites Quartal 2019

3.2.2 Einzelüberlastungsmaßnahmen

Die Menge der Einspeisereduzierungen durch Einzelüberlastungsmaßnahmen umfasste im zweiten Quartal 2019 ein Volumen von ca. 1.174 GWh. Die zum Ausgleich getätigten Anpassungen durch Einspeiseerhöhungen beliefen sich auf ca. 1.174 GWh. Damit betrug die gesamte Menge dieser Redispatcheingriffe (Einspeisereduzierungen und Einspeiseerhöhungen) im zweiten Quartal 2019 rund 2.348 GWh.

Für das zweite Quartal 2019 wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen mit einer Gesamtdauer von rund 3.944 Stunden gemeldet. Da alle und somit auch parallel laufende Maßnahmen zur Behebung der Engpässe erfasst werden, ergibt sich dieser Summenwert der Stunden für alle Maßnahmen und steht nicht im Bezug zu den 8.760 Stunden eines Jahres. Insgesamt wurden an 88 Tagen des zweiten Quartals entsprechende Eingriffe angewiesen.

Nachfolgende Tabelle 21 fasst die Angaben zum Redispatch durch Einzelüberlastungsmaßnahmen im zweiten Quartal 2019 zusammen.

Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen im zweiten Quartal 2019

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge Einspeise-reduzierungen in GWh[1]	Gesamtmenge (Einspeisereduzierungen und Einspeiseerhöhungen) in GWh
Regelzone TenneT	3246	983	1.965
Regelzone 50Hertz	137	40	79
Regelzone TransnetBW	469	126	252
Regelzone Amprion	90	26	52
Gesamt	3944	1.174	2.348

[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: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 6: Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen nach ÜNB Regelzonen im zweiten Quartal 2019

3.2.2.1 Strombedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen

In Summe wurden für strombedingte Redispatch-Maßnahmen Überlastungen mit einer Gesamtdauer (auch parallel laufende Maßnahmen) von 1.842 Stunden gemeldet und Maßnahmen mit einem Volumen an Einspeisereduzierungen von 722 GWh veranlasst.

Tabelle 22 zeigt, dass für Einzelüberlastungsmaßnahmen die stärksten Überlastungen im zweiten Quartal 2019 im Netzgebiet Altheim und zwischen Dollern und Wilster 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 8), 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 zweiten Quartal 2019

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone	Dauer (in Std.)	Menge Einspeise-reduzierungen (in GWh)	Menge Einspeise-erhöhung (in GWh)
1	Altheim (Altheim-Sittling, Altheim-Simbach-Sankt Peter (AT))	TenneT	124	107.779	107.779
2	Dollern-Wilster	TenneT	96	44.379	44.379
3	Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr)	TenneT/Amprion	60	22.006	22.006
4	Ovenstädt-Bechterdissen (Ovenstädt-Eickum-Bechterdissen)	TenneT	52	22.463	22.463
5	Leitung Ensdorf-Vigy	Amprion	44	8.969	8.789
6	Landesbergen (Landesbergen-Wechold-Sottrum)	TenneT	43	24.169	24.169
7	Flensburg-Kassoe/Ensted (DK)	TenneT	41	9.390	9.390
8	Dipperz - Großkrotzenburg	TenneT	35	11.376	11.376
9	Leitung Helmstedt - Wolmirstedt	50Hertz/TenneT	29	13.306	13.306
10	Audorf - Flensburg	TenneT	23	4.000	4.000
11	Leitung Mecklar - Eisenach	50Hertz/TenneT	23	6.923	6.923
12	Dollern-Sottrum	TenneT	22	12.695	12.695
13	Leitung Hamburg Nord - Hamburg Ost	50Hertz/TenneT	21	4.050	4.050
14	Mecklar - Dipperz	TenneT	17	5.631	5.631
15	Sottrum - Huntorf - Conneforde	TenneT	17	7.129	7.129
16	Stromkreis Bergrheinfeld - Grafenrheinfeld	TenneT	15	3.849	3.849
17	Leitung Vöhringen-Dellmensingen	Amprion	12	4.494	4.494

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 7: Strombedingte Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im zweiten Quartal 2019

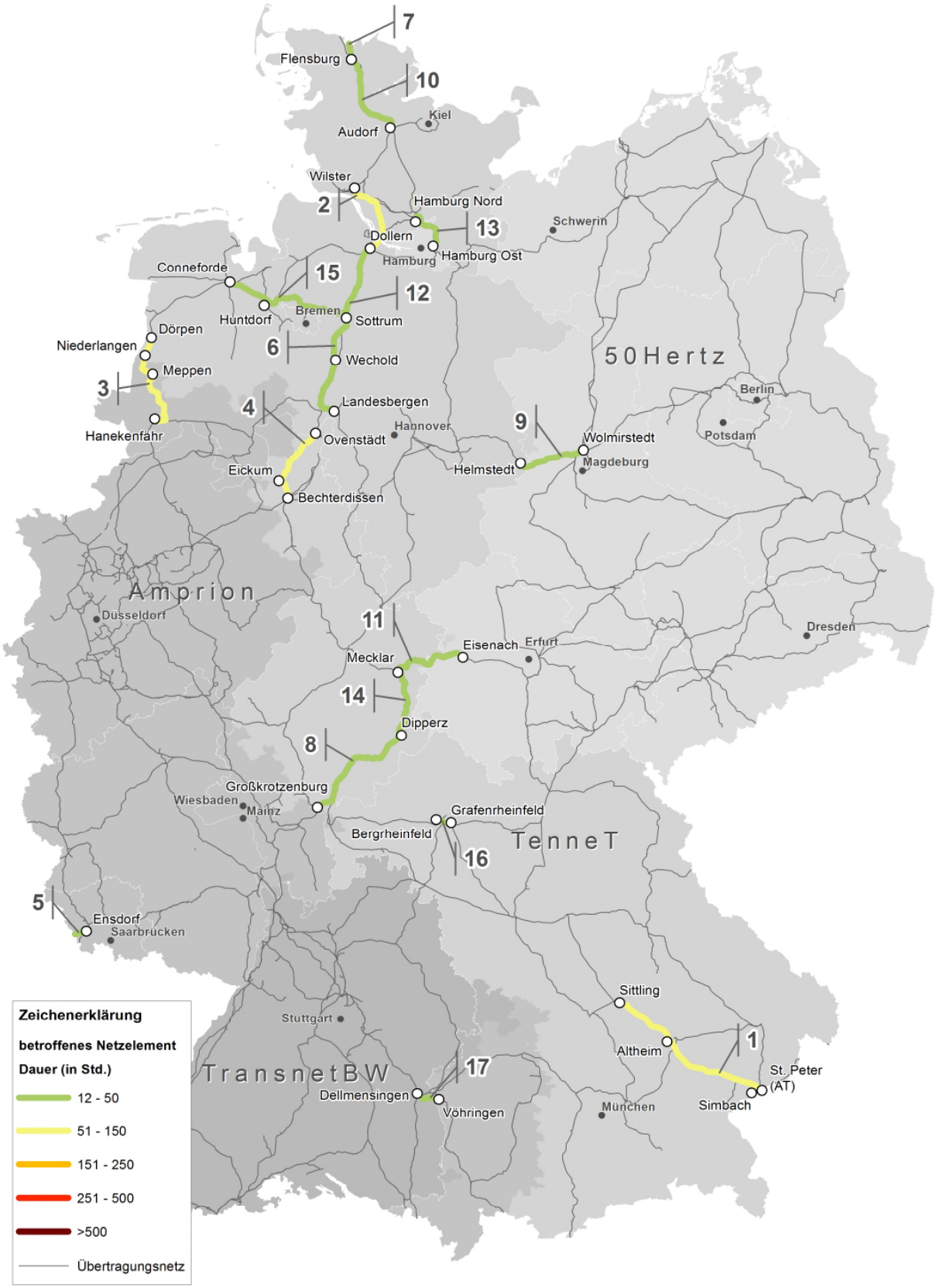


Abbildung 2: Dauer von strombedingten Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im zweiten Quartal 2019 gemäß Meldungen der ÜNB

3.2.2.2 Spannungsbedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen

Neben den strombedingten Redispatch-Maßnahmen wurden im zweiten Quartal 2019 spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen von insgesamt etwa 2.100 Stunden gemeldet. Das Volumen der getätigten Maßnahmen belief sich dabei auf ca. 452 GWh. Hinzu kommen Gegengeschäfte in Höhe von ca. 452 GWh. Der Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch ist im Vergleich zum zweiten Quartal 2018 auf höherem Niveau. Die Dauer ist im Vergleich zum zweiten Quartal 2018 um knapp 670 Stunden (Q2 2018: 1.433 Stunden) und die Menge der getätigten Maßnahmen (ohne Gegengeschäft) ist um 256 GWh gestiegen (Q2 2018: 648 GWh). Eine genaue Aufteilung der betroffenen Netzelemente und Netzgebiete ist Tabelle 23 zu entnehmen.[8]

Laut ÜNB ist in den Sommermonaten allgemein mit einem höheren Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch zu rechnen als in den Wintermonaten. Generell führt eine niedrigere Last in den Sommermonaten zu einem verstärkten Bedarf an Blindleistung, um die oberen Spannungsgrenzwerte in den Netzen halten zu können. Neben konventionellen Erzeugungsanlagen können auch Netzbetriebsmittel wie z. B. Phasenschieber Blindleistung bereitstellen. Zurzeit erfolgt die Blindleistungsbereitstellung vor allem über konventionelle Erzeugungsanlagen. In den Sommermonaten und insbesondere an den Wochenenden, sind einige konventionelle Kraftwerke durch den geringen Strombedarf nicht am Markt verfügbar, so dass deren Einsatz zur Blindleistungsbereitstellung über eine Redispatchmaßnahme notwendig wird.

Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im zweiten Quartal 2019[1]

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge getätigte Maßnahmen in GWh
Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte	**1.541**	**303**
davon Dipperz - Großkrotzenburg	614	153
davon Netzgebiet Oberbayern (Spannung)	482	59
davon Netzgebiet Ovenstädt-Bechterdissen-Borken (Spannung)	327	72
davon Netzgebiet Mittelfranken (Spannung)	63	7
davon Mehrum-Grohnde-Borken	41	9
davon Borken/Gießen	12	3
Regelzone TransnetBW	**468**	**126**
davon Netzgebiet Altbach Daxlanden	452	124
davon Dellmensingen-Wendlingen	16	2
Regelzone 50Hertz	**88**	**23**

[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: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 8: Spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen im zweiten Quartal 2019

[8] Da sich spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen auf räumlich größere Netzregionen (und nicht auf einzelne Leitungen bzw. Umspannwerke) beziehen, wird aus Darstellungsgründen auf eine Übersichtskarte verzichtet.

3.2.3 Countertrading

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

Countertrading-Maßnahmen machten im zweiten Quartal 2019 rund 910 GWh der gesamten Redispatchgesamtmenge aus und sind Bestandteil der Einzelüberlastungsmaßnahmen. Verglichen mit dem zweiten Quartal 2018 haben sich die Mengen nahezu vervierfacht (Q2 2018: 235 GWh). Der Anstieg lässt sich größtenteils auf die bilaterale Vereinbarung zwischen Deutschland und Dänemark zurückführen. Diese sieht Mindesthandelskapazitäten für die Grenze zwischen Dänemark-West und Deutschland sowie eine Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber bei Countertrading-Maßnahmen vor. Auf Basis dieser Vereinbarung, die einen inkrementellen Anstieg auf Mindesthandelskapazitäten auf bis zu 1.300 MW bis Juli 2019 vorsieht, wurde die Mindesthandelskapazität planmäßig von 700 MW in 2018 angehoben. Eine weitere Anhebung der Mindesthandelskapazität erfolgt analog zum Netzausbau.

Die Kosten für Countertrading lagen bei rund 14,9 Mio. Euro und sind somit ebenso wie die Mengen angestiegen (Q2 2018: 3,9 Mio. Euro).

3.2.4 Einsatz Netzreserve

Insgesamt wurden im zweiten Quartal 2019 an 52 Tagen Netzreserveabrufe mit einer Gesamtarbeit von rund 141 GWh[9] 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 7,4 Mio. Euro im zweiten Quartal 2019. Die Einsatztage bewegten sich damit auf einem höheren Niveau als im zweiten Quartal 2018 (Q2 2018: 43 Tage), die geleistete Arbeit hat sich um etwa 13 GWh erhöht (Q2 2018: 128 GWh).

Tabelle 24 enthält eine Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im zweiten Quartal 2019. Der „Einsatz-Durchschnitt in MW“ zeigt eine durchschnittlich angeforderte Leistung pro Einsatztag. Dieser Durchschnittswert war im Juni 2019 mit 280 MW am höchsten. Die maximale Leistungsanforderung der Netzreservekraftwerke lag mit 980 MW im Juni 2019.

[9] Dieser Wert enthält Probe-und Testfahrten.

Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im zweiten Quartal 2019

	Tage	Einsatz-Durchschnitt in MW	Maximale Leistungsanforderung in MW	MWh Summe
April	19	146	622	30.057
Mai	14	122	500	22.637
Juni	19	280	980	87.832
Gesamt	**52**			**140.526**

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 9: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im zweiten Quartal 2019[10]

3.2.5 Kraftwerkseinsätze Redispatch

Im zweiten Quartal 2019 wurde von inländischen Markt- und Reservekraftwerken eine Gesamtmenge von 1.902 GWh (807 GWh Einspeisereduzierungen und 1096 GWh Einspeiseerhöhungen) zur Behebung von Netzengpässen erbracht[11].

Abbildung 9 zeigt die Energieträger der zum Redispatch herangezogenen Kraftwerke. Den Energieträger Braunkohle betrafen dabei knapp 20 Prozent der abgesenkten Mengen im zweiten Quartal 2019. Bei den Einspeiseerhöhungen wurden mit 46% im zweiten Quartal 2019 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“.

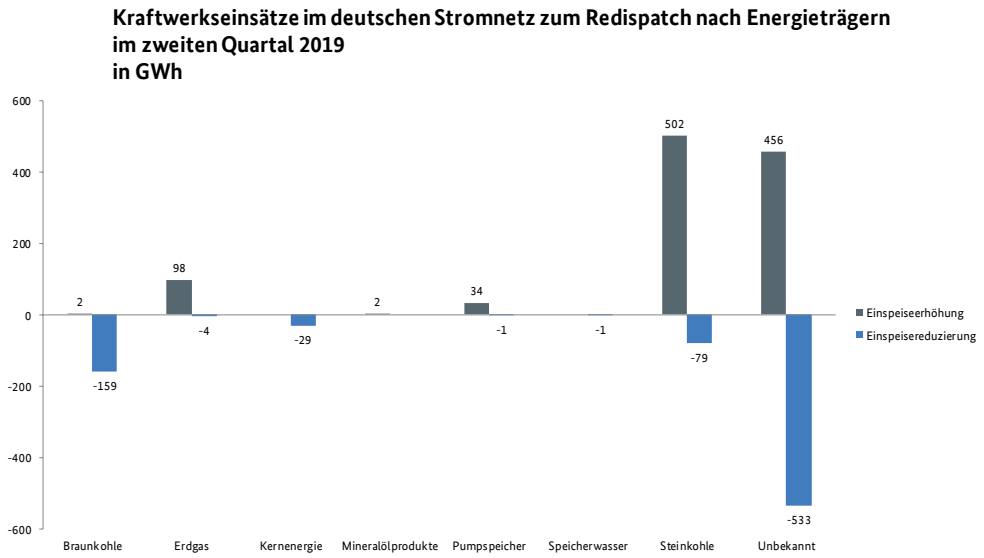


Abbildung 3: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im zweiten Quartal 2019

[10] Unterschiede zu den veröffentlichten Einsatzdaten im Bericht zur Feststellung des Netzreservekraftwerksbedarf für den Winter 2019/2020 und das Jahr 2022/2023 vom 30. April 2019 ergeben sich aufgrund des aktuelleren Datenstands.

[11] Die Redispatchmengen sind auf Grund technisch bedingter Abfahr- und Anfahrrampen nicht immer ganz ausgeglichen.

Einspeisereduzierungen und -erhöhungen verteilen sich der Menge nach unterschiedlich auf die jeweils anweisenden ÜNB. Der anweisende ÜNB ist in der Regel der ÜNB, in dessen Regelzone sich das Kraftwerk befindet, welches zum Redispatch eingesetzt wird. Bei Netzreservekraftwerken ist derjenige ÜNB der anweisende, der den Vertrag mit dem Kraftwerk abgeschlossen hat. Abbildung 10 zeigt die Verteilung der Kraftwerksanweisung auf die einzelnen ÜNB unabhängig von der Lokalisation der auslösenden Ursache. Diese kann in einer anderen Regelzone liegen. Der Einsatz wird dann von dem dort verantwortlichen ÜNB oder bei 4-ÜNB Vorab-Maßnahmen gemeinschaftlich bei dem ÜNB angefordert, in dessen Regelzone das benötigte Kraftwerk liegt.

Im zweiten Quartal 2019 wurden 57 Prozent der reduzierten Mengen von TenneT angewiesen, gefolgt von 50Hertz (25 Prozent) und TransnetBW (16%). Von Amprion (3 Prozent) wurden im Vergleich deutlich weniger Einspeisereduzierungen angewiesen (2%). Der Hauptteil der Einspeiseerhöhungen von inländischen Markt- und Reservekraftwerken entfiel mit einem Anteil von 72 Prozent auf die TenneT-Regelzone. In der TransnetBW -Regelzone wurden 19 Prozent der Einspeiseerhöhungen vorgenommen.

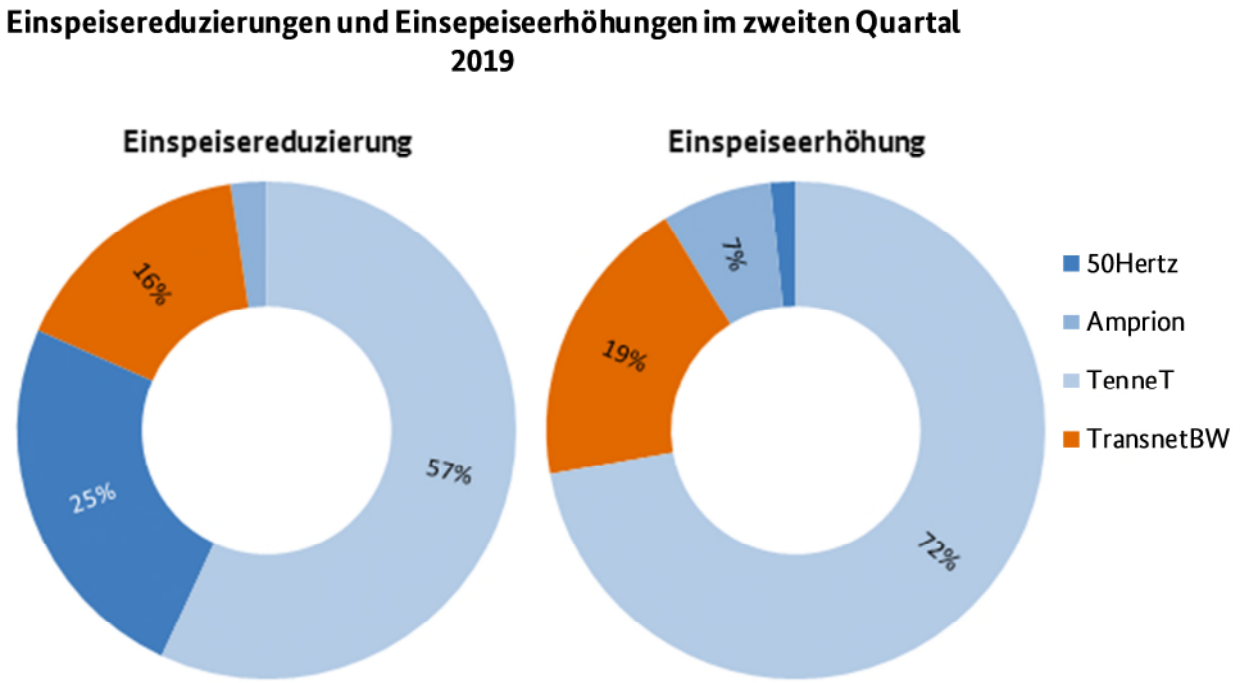


Abbildung 4: Angewiesene Einspeisereduzierungen und –erhöhungen nach Regelzone im zweiten Quartal 2019 als Anteil an der gesamten reduzierten bzw. erhöhten Redispatchmenge.

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

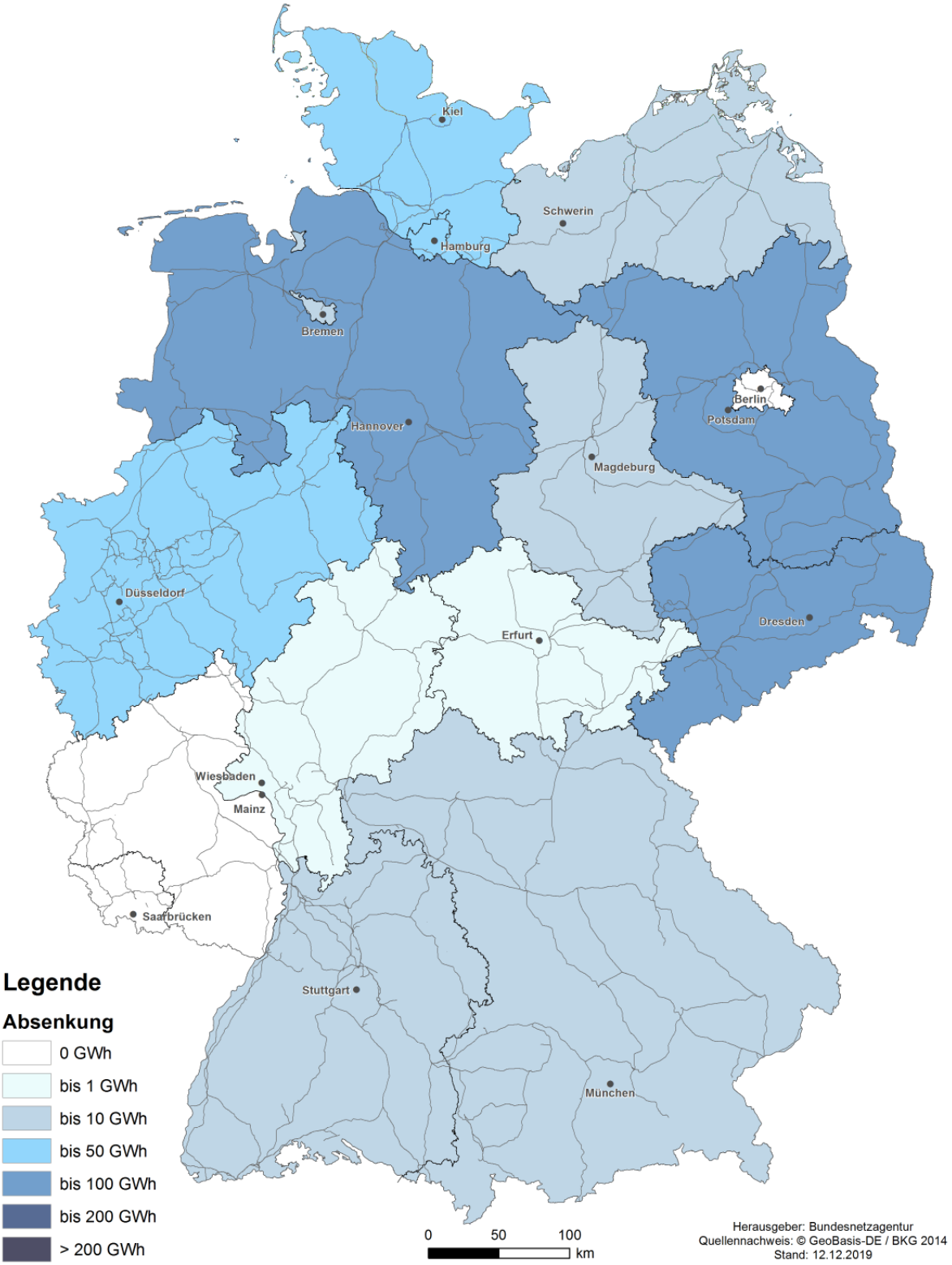


Abbildung 5: Kraftwerksreduzierungen auf Anweisung der deutschen ÜNB im zweiten Quartal 2019

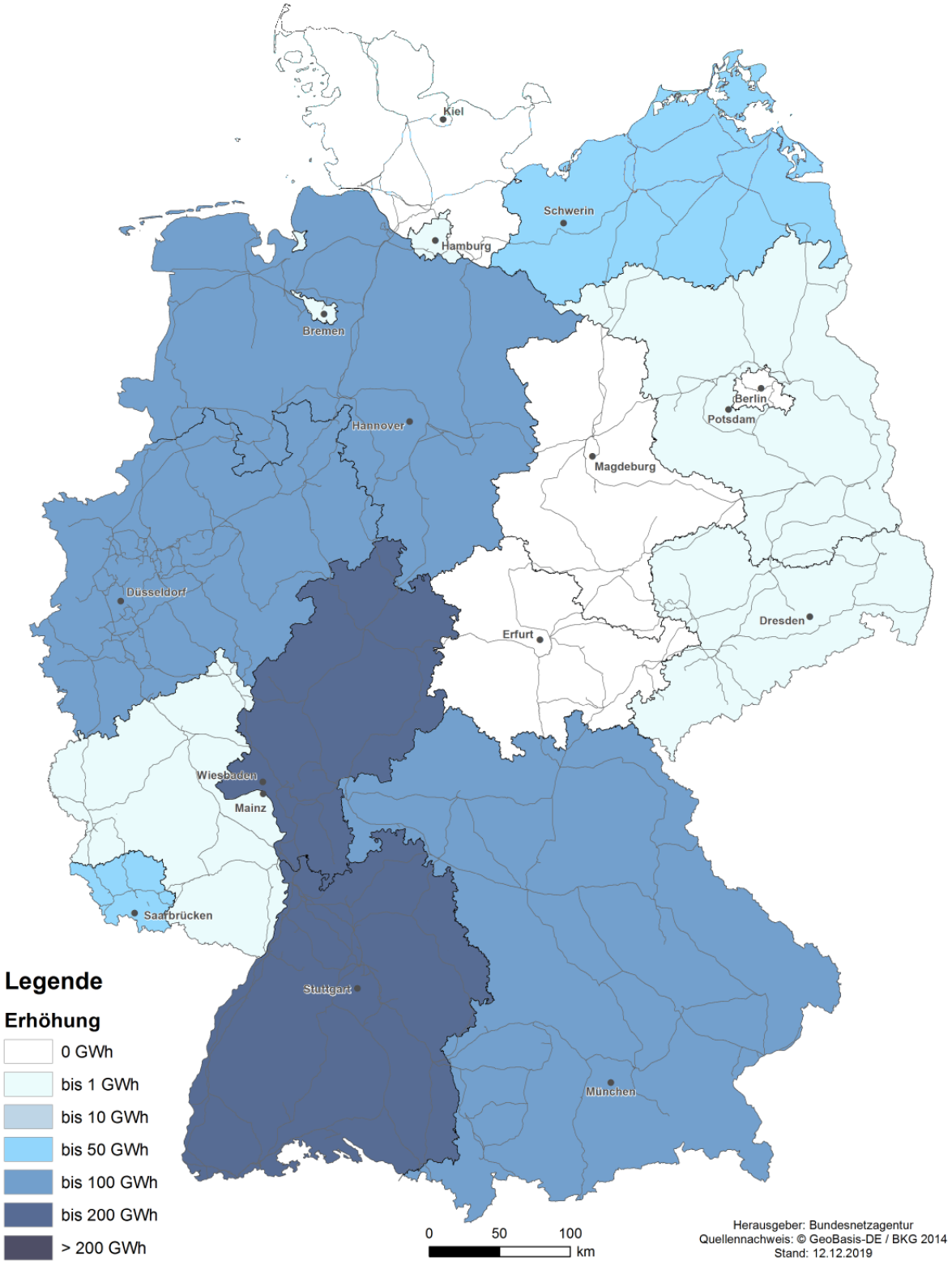


Abbildung 6: Kraftwerkserhöhung auf Anweisung der deutschen ÜNB im zweiten Quartal 2019

3.3 Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG im zweiten Quartal 2019

Im zweiten Quartal 2019 wurden durch die ÜNB und VNB rund 875 GWh Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen gemeldet. Vergleicht man diesen Wert mit dem zweiten Quartal 2018, so ergibt sich eine Minderung der Menge an Ausfallarbeit um rund 70 GWh (Q2 2018: 945 GWh).

Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für das zweite Quartal 2019 auf rund 90 Mio. Euro und sind somit im Vergleich zum zweiten Quartal 2018 um rund 12 Mio. Euro gesunken (Q2 2018: 102 Mio. Euro)[12].

3.3.1 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern

Rund 65 Prozent der Ausfallarbeit und rund 63 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche entfallen im zweiten Quartal 2019 auf Schleswig-Holstein. Es folgen Brandenburg mit rund 11 Prozent und Niedersachsen mit rund 9 Prozent der Ausfallarbeit. Die restlichen Abregelungen verteilen sich, wie in nachfolgender Tabelle dargestellt, auf zehn weitere Bundesländer.

[12] Die 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.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2019 und zweiten Quartal 2018 nach Bundesländern

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs-ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs-ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung
	Quartal 2 2019				Quartal 2 2018			
Schleswig-Holstein	568,16	64,9%	56.546.352,42	62,5%	568,11	60,1%	57.021.770	55,8%
Brandenburg	96,15	11,0%	11.476.084,34	12,7%	77,06	8,2%	8.547.834	8,4%
Niedersachsen	81,61	9,3%	11.036.314,68	12,2%	171,99	18,2%	24.870.236	24,3%
Mecklenburg-Vorpommern	44,43	5,1%	4.021.058,89	4,4%	25,71	2,7%	2.494.070	2,4%
Sachsen-Anhalt	34,46	3,9%	2.958.266,73	3,3%	55,56	5,9%	4.554.237	4,5%
Nordrhein-Westfalen	23,71	2,7%	1.699.318,75	1,9%	32,54	3,4%	2.996.072	2,9%
Bayern	12,87	1,5%	1.372.255,24	1,5%	2,63	0,3%	625.121	0,61%
Thüringen	7,01	0,8%	639.057,64	0,7%	3,18	-	302.077	0,00
Rheinland-Pfalz	5,26	0,6%	551.479,00	0,6%	0,64	-	67.615	-
Baden-Württemberg	0,79	0,1%	56.793,15	0,1%	1,19	0,1%	107.814	0,1%
Hessen	0,61	0,1%	47.552,90	0,1%	-	-	-	-
Sachsen	0,28	0,0%	29.958,62	0,0%	0,23	0,0%	20.236	0,02%
Saarland	0,15	0,0%	-	-	-	-	-	-
Hamburg	-	-	-	-	6,24	0,7%	629.988	0,62%
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	**875,48**	**100%**	**90.434.492**	**100%**	**945,05**	**100%**	**102.237.071**	**100%**

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 10: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im zweiten Quartal 2019 gegenüber dem zweiten Quartal 2018

3.3.2 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern

Der Energieträger Wind an Land (onshore) ist mit rund 83 Prozent der gesamten Ausfallarbeit und rund 68 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der mit Abstand am häufigsten abgeregelte Energieträger. Im Verhältnis zur Einspeisung von Windenergieanlagen an Land liegt die Abregelung dieses Energieträgers im zweiten Quartal 2019 bei rund 4 Prozent.[13]

Weitere rund 11 Prozent der gesamten Ausfallarbeit fallen im zweiten Quartal 2019 auf den Energieträger Solar, der 21 Prozent der geschätzten Entschädigungsansprüche generiert. Vergleicht man die Werte für den Energieträger Solar mit dem zweiten Quartal 2018, so ergibt sich eine Erhöhung der Menge an Ausfallarbeit um rund 36 GWh (Q2 2018: 56 GWh) und eine Steigerung der geschätzten Entschädigungsansprüche um rund 6 Mio. Euro (Q2 2018: 13 Mio. Euro). Im Verhältnis zur Einspeisung[14] von Solarenergieanlagen lag die Abregelung im zweiten Quartal 2019 bei rund ein Prozent. Bei Windenergieanlagen auf See sank die Menge der Abregelungen im Vergleich zum Vorjahresquartal um rund 63 GWh bei einer Minderung der geschätzten Entschädigungsansprüche im Vergleich zum zweiten Quartal 2018 von rund 12 Mio. Euro.

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

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

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

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im zweiten Quartal 2019 und zweiten Quartal 2018

Energieträger	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs-ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs-ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung
	Quartal 2 2019				Quartal 2 2018			
Wind (onshore)	730,51	83,4%	61.830.682	68,4%	765,82	81,0%	67.371.805	65,9%
Solar	94,70	10,8%	18.559.420	20,5%	58,85	6,2%	12.652.895	12,4%
Wind (offshore)	47,90	5,5%	9.576.998	10,6%	110,82	11,7%	21.165.505	20,7%
Biomasse einschl. Biogas	2,22	0,3%	457.721	0,5%	8,89	0,9%	995.900	1,0%
KWK-Strom	0,08	0,0%	3.212	0,0%	0,50	0,1%	36.119	0,0%
Deponie-, Klär- und Grubengas	0,02	0,0%	1.812	0,0%	0,10	0,0%	7.824	0,0%
Laufwasser	0,04	0,0%	4.240	0,0%	0,06	0,0%	7.023	0,0%
Sonstige	0,01	0,00	371	0,00	-	-	-	0,0%
KWK-Wärme	0,00	0,0%	38	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Gesamt	**875,48**	**100%**	**90.434.492**	**100%**	**945,05**	**100%**	**102.237.071**	**100%**

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 11: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im zweiten Quartal 2019 gegenüber dem zweiten Quartal 2018

3.3.3 Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen

Im zweiten Quartal 2019 wurden rund 94 Prozent der Ausfallarbeit in den Verteilernetzen abgeregelt. Bei lediglich rund sechs 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 vielmehr, 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 zweite Quartal 2019 sind die Werte in der folgenden Tabelle 27 dargestellt und zeigen, dass die Verursachung der Maßnahmen zu rund 80 Prozent den ÜNB und zu 20 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 zweiten Quartal 2019 gegenüber dem zweiten Quartal 2018 dargestellt.

Netzebenen der Abregelungen sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2019

	Anlagen im Übertragungsnetz	Anlagen im Verteilernetz
Ausfallarbeit in GWh	53,19	822,29
Prozentuale Verteilung (Ausfallarbeit)	6,1%	93,9%
Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber in Euro	10.072.038	80.362.455
Prozentuale Verteilung (Entschädigungsansprüche)	11,1%	88,9%
	Übertragungsnetz	**Verteilernetz**
Verursachung der Maßnahmen in GWh	698,97	176,51
Prozentuale Verteilung (Verursachung)	79,8%	20,2%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 12: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2019

Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im zweiten Quartal 2019 und zweiten Quartal 2018

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs-ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs-ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung
	Quartal 2 2019				Quartal 2 2018			
Niedersachsen	33,10	62,2%	6.619.601	65,7%	85,93	70,7%	16.533.242	74,3%
Schleswig-Holstein	14,79	27,8%	2.957.351	29,4%	24,59	20,2%	4.603.761	20,7%
Brandenburg	5,30	10,0%	495.086	4,9%	4,64	3,8%	468.388	2,1%
Hamburg	-	-	-	-	6,24	5,1%	629.988	2,8%
Mecklenburg-Vorpommern	-	-	-	-	0,21	0,2%	21.463	0,00
Sachsen-Anhalt	-	-	-	-	-	-	-	-
Thüringen	-	-	-	-	-	-	-	-
Nordrhein-Westfalen	-	-	-	-	-	-	-	-
Sachsen	-	-	-	-	-	-	-	-
Baden-Württemberg	-	-	-	-	-	-	-	-
Rheinland-Pfalz	-	-	-	-	-	-	-	-
Hessen	-	-	-	-	-	-	-	-
Bayern	-	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	**53,19**	**100%**	**10.072.038**	**100%**	**121,61**	**100%**	**22.256.841**	**100%**

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 13: Regionale Verteilung der Abregelung durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im zweiten Quartal 2019 und dem zweiten Quartal 2018

Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im zweiten Quartal 2019 und zweiten Quartal 2018

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs-ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs-ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung
	Quartal 2 2019				Quartal 2 2018			
Schleswig-Holstein	553,37	67,3%	53.589.002	66,7%	543,51	66,0%	52.418.009	65,5%
Brandenburg	90,85	11,0%	10.980.998	13,7%	72,42	8,8%	8.079.446	10,1%
Niedersachsen	48,51	5,9%	4.416.714	5,5%	86,06	10,5%	8.336.994	10,4%
Mecklenburg-Vorpommern	44,43	5,4%	4.021.059	5,0%	25,50	3,1%	2.472.608	3,1%
Sachsen-Anhalt	34,46	4,2%	2.958.267	3,7%	55,56	6,7%	4.554.237	5,7%
Nordrhein-Westfalen	23,71	2,9%	1.699.319	2,1%	32,54	4,0%	2.996.072	3,7%
Bayern	12,87	1,6%	1.372.255	1,7%	2,63	0,3%	625.121	0,8%
Thüringen	7,01	0,9%	639.058	0,8%	3,18	0,4%	302.077	0,4%
Rheinland-Pfalz	5,26	0,6%	551.479	0,7%	0,64	0,1%	67.615	0,1%
Baden-Württemberg	0,79	0,1%	56.793	0,1%	1,19	0,1%	107.814	0,1%
Hessen	0,61	0,00	47.553	0,00	-	-	-	-
Sachsen	0,28	0,0%	29.959	0,0%	0,23	0,0%	20.236	0,0%
Saarland	0,15	-	-	-	-	-	-	-
Hamburg	-	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	**822,29**	**100%**	**80.362.455**	**100%**	**823,44**	**100%**	**79.980.230**	**100%**

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 14: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im zweiten Quartal 2019 gegenüber dem zweiten Quartal 2018

3.3.4 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen

Der nachstehenden Tabelle 30 ist die Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im zweiten Quartal 2019 gegenüber dem zweiten Quartal 2018 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 Prozent.[15.] Es ist davon auszugehen, dass sich diese Verteilung in 2019 nicht maßgeblich verändert hat.

Dass in der Amprion Regelzone nur wenige Anlagen abgeregelt werden, ist nicht damit gleichzusetzten, 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.

[15]Vgl.: https://Netztransparenz > EEG > Jahresabrechnungen

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im zweiten Quartal 2019 und zweiten Quartal 2018

Regelzone	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs-ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs-ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung
	Quartal 2 2019				Quartal 2 2018			
TenneT	671,20	76,7%	69.616.321	77,0%	775,29	82,0%	85.384.871	83,5%
50Hertz	189,19	21,6%	19.783.947	21,9%	162,17	17,2%	16.041.720	15,7%
Amprion	14,30	1,6%	977.431	1,1%	6,41	0,7%	702.666	0,7%
TransnetBW	0,79	0,1%	56.793	0,1%	1,19	0,1%	107.814	0,1%
Gesamt	**875,48**	**100%**	**90.434.492**	**100%**	**945,05**	**100%**	**102.237.071**	**100%**

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 15: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im zweiten Quartal 2019 gegenüber dem zweiten Quartal 2018

3.4 Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG im zweiten Quartal 2019

Im zweiten Quartal 2019 haben drei Verteilernetzbetreiber Anpassungen von Stromeinspeisungen nach § 13 Abs. 2 EnWG angewiesen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 1,7 GWh verteilt über drei Bundesländer. Im Vergleich mit dem zweiten Quartal 2018 ist hier für das zweite Quartal 2019 eine Minderung um rund 2,4 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 zweiten Quartal 2019

Energieträger	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung
Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil)	1,61	96,6%
Erdgas	0,06	3,4%
Gesamt	**1,66**	**100,0%**

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 16: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im ersten Quartal 2019

In der nachfolgenden Tabelle 32 ist die Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern zu sehen. Im zweiten Quartal 2019 wurden nur in Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen Maßnahmen durchgeführt.

Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im zweiten Quartal 2019 und zweiten Quartal 2018

Bundesland	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung
	Quartal 2 2019		Quartal 2 2018	
Brandenburg	1,33	79,8%	3,98	97,0%
Sachsen-Anhalt	0,28	17,0%	0,10	2,5%
Thüringen	0,05	3,1%	0,02	0,4%
Gesamt	**1,66**	**100%**	**4,11**	**100%**

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 17: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im ersten Quartal 2019 gegenüber dem ersten Quartal 2018

4 Drittes Quartal 2019

4.1 Zusammenfassung für das dritte Quartal 2019

4.1.1 Redispatch

Die gesamten Einspeisereduzierungen beliefen sich im dritten Quartal 2019 auf 1.630 GWh, die Einspeiseerhöhungen von Marktkraftwerken auf 1.590 GWh und der Einsatz von Reservekraftwerken auf 37 GWh[16]. Die für die Marktkraftwerke angefallenen Kosten liegen nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei etwa 46,2 Mio. Euro zzgl. rund 23,4 Mio. Euro für Countertrading- Maßnahmen (in Summe 69,6 Mio. Euro). Diese Kosten liegen im dritten Quartal 2019 unter den Kosten des dritten Quartals 2018 (Q3 2018: 81,5 Mio. Euro). Insgesamt wurden Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von rund 3.257 GWh angefordert. Die Anforderungen liegen damit über denen des dritten Quartals 2018 (Q3 2018: 3.064 GWh). Es wurden 3.114 GWh auf Basis von Einzelüberlastungen und 143 GWh auf Basis des 4-ÜNB Prozesses abgerufen. Die summierte Dauer über alle – auch parallel laufende - Einzelüberlastungsmaßnahmen lag im dritten Quartal 2019 bei 3.891 Stunden.

Bei Betrachtung der inländischen Kraftwerkseinsätze wurde der Energieträger Braunkohle (519 GWh) im dritten Quartal 2019 am meisten abgeregelt. Bei den Einspeiseerhöhungen wurden mit 393 GWh insbesondere Steinkohlekraftwerke herangezogen.

4.1.2 Einsatz Netzreservekraftwerke[17]

Insgesamt wurden im dritten Quartal 2019 an 31 Tagen Netzreserveabrufe mit einer Gesamtarbeit von rund 83 GWh[18] getätigt. Nach einer ersten Schätzung der ÜNB lagen die Kosten für den Abruf bei 3,6 Mio. Euro. Die Einsatztage bewegten sich damit auf einem niedrigeren Niveau als im dritten Quartal 2018 (Q3 2018: 43 Tage), die geleistete Arbeit hat sich um etwa 37 GWh reduziert (Q3 2018: 120 GWh).

4.1.3 Einspeisemanagement (EinsMan)

Im dritten Quartal 2019 ist die Summe der Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen mit rund 864 GWh auf normalem Niveau. Vergleicht man diesen Wert mit dem dritten Quartal 2018, so ergibt sich eine Steigerung der Menge an Ausfallarbeit um rund 141 GWh (Q3 2018: 723 GWh).

Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für das dritte Quartal 2019 auf rund 91 Mio. Euro und sind somit im Vergleich zum dritten Quartal 2018 um rund 13 Mio. Euro gestiegen (Q3 2018: 78 Mio. Euro).

---

[16] Dieser Gesamtwert über den Einsatz von Netzreservekraftwerken enthält keine Probestarts und Testfahrten. Diese müssen durchgeführt werden, da die Netzreservekraftwerke nur auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit angefordert werden. Mit Probe- und Testfahrten belief sich der Einsatz von Netzreservekraftwerken im ersten Quartal auf 83 GWh.

[17] Detaillierte Informationen zur Netzreserve: www.bundesnetzagentur.de/netzreserve

[18] Dieser Wert enthält Probestarts und Testfahrten.

4.1.4 Anpassungsmaßnahmen

Im dritten Quartal 2019 hat ein Verteilernetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen angewiesen. Dabei kam es in drei Bundesländern zu Anpassungen von Stromeinspeisungen im Umfang von rund 0,6 GWh.

Im Vergleich zum dritten Quartal 2018 hat sich die Menge der Anpassungsmaßnahmen um rund 0,6 GWh gemindert (Q3 2018: 1,16 GWh). Die per Definition entschädigungslosen Maßnahmen erfolgen zumeist in besonderen Erzeugungs- und Netzkonstellationen, die nicht verallgemeinerungsfähig sind.

4.2 Redispatchentwicklung im dritten Quartal 2019

Die gesamten Einspeisereduzierungen beliefen sich im dritten Quartal 2019 auf 1.630 GWh, die Einspeiseerhöhungen von Marktkraftwerken auf 1.590 GWh und der aufgrund von Engpässen angeforderte Einsatz von Reservekraftwerken auf 37 GWh[19]. Insgesamt wurden Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von 3.257 GWh angefordert. Im Vergleich zum dritten Quartal 2018 ist die Menge der Anforderungen demnach leicht gestiegen (vgl. Tabelle 3).

In Tabelle 3 ist ersichtlich, dass sich insbesondere das Verhältnis zwischen grenzüberschreitendem und nicht grenzüberschreitenem Redispatch verschoben hat. Die Menge des Countertradings hat sich nahezu vervierfacht, Details dazu in Absatz 4.2.3.

Redispatch i.S.d. §13 Abs. 1 EnWG im dritten Quartal 2019, in GWh

	Q3 2019	Q3 2018
Gesamt	**3.257**	**3.064**
Aufteilung nach Absenkung/Erhöhung	**3.257**	**3.064**
davon Absenkung	1.630	1.561
davon Hochfahren	1.627	1.503
davon Marktkraftwerke	1.590	1.408
davon Reservekraftwerke (ohne Testfahrten/Probestarts)	37	95
Aufteilung nach Maßnahmenart	**3.257**	**3.064**
Einzelüberlastungsmaßnahmen	3.114	2.635
4-ÜNB Maßnahmen	143	429
Aufteilung nach Maßnahmengrund	**3.257**	**3.064**
Spannungsbedingt	504	298
Strombedingt	2.753	2.766
Aufteilung nach geographischer Komponente	**3.257**	**3.064**
Nicht Grenzüberschreitend	1.154	1.598
Grenzüberscheitend	2.103	1.467
davon Countertrading	1.045	240

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 18: Redispatch i.S.d. §13 Abs. 1 EnWG im dritten Quartal 2019 in GWh

[19] Dieser Gesamtwert über den Einsatz von Netzreservekraftwerken enthält keine Probestarts und Testfahrten. Diese müssen durchgeführt werden, da die Netzreservekraftwerke nur auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit angefordert werden. Mit Probe- und Testfahrten belief sich der Einsatz von Netzreservekraftwerken im dritten Quartal auf 83 GWh.

Im dritten Quartal 2019 betrug

- die maximale zeitgleiche Leistungsanforderung zur Reduzierung der Einspeisung 3.640 MW und
- die maximale zeitgleiche Leistungsanforderung zur Erhöhung der Einspeisung 2.668 MW.

Die für die Marktkraftwerke angefallenen Kosten lagen im dritten Quartal 2019 nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei rund 46,2 Mio. Euro (ohne Countertradingkosten [siehe dazu Kapitel 3.2.3]) und damit unter den Kosten für das dritte Quartal 2018 (Q3 2018: 76,0 Mio. Euro).

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

Vorläufige Kostenschätzung für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken im dritten Quartal 2019

Netzgebiet	Geschätzte Kosten in Mio. Euro
Regelzone TenneT	35,4
Regelzone 50Hertz	3,2
Regelzone TransnetBW	7,1
Regelzone Amprion	0,6
Gesamt	**46,2**

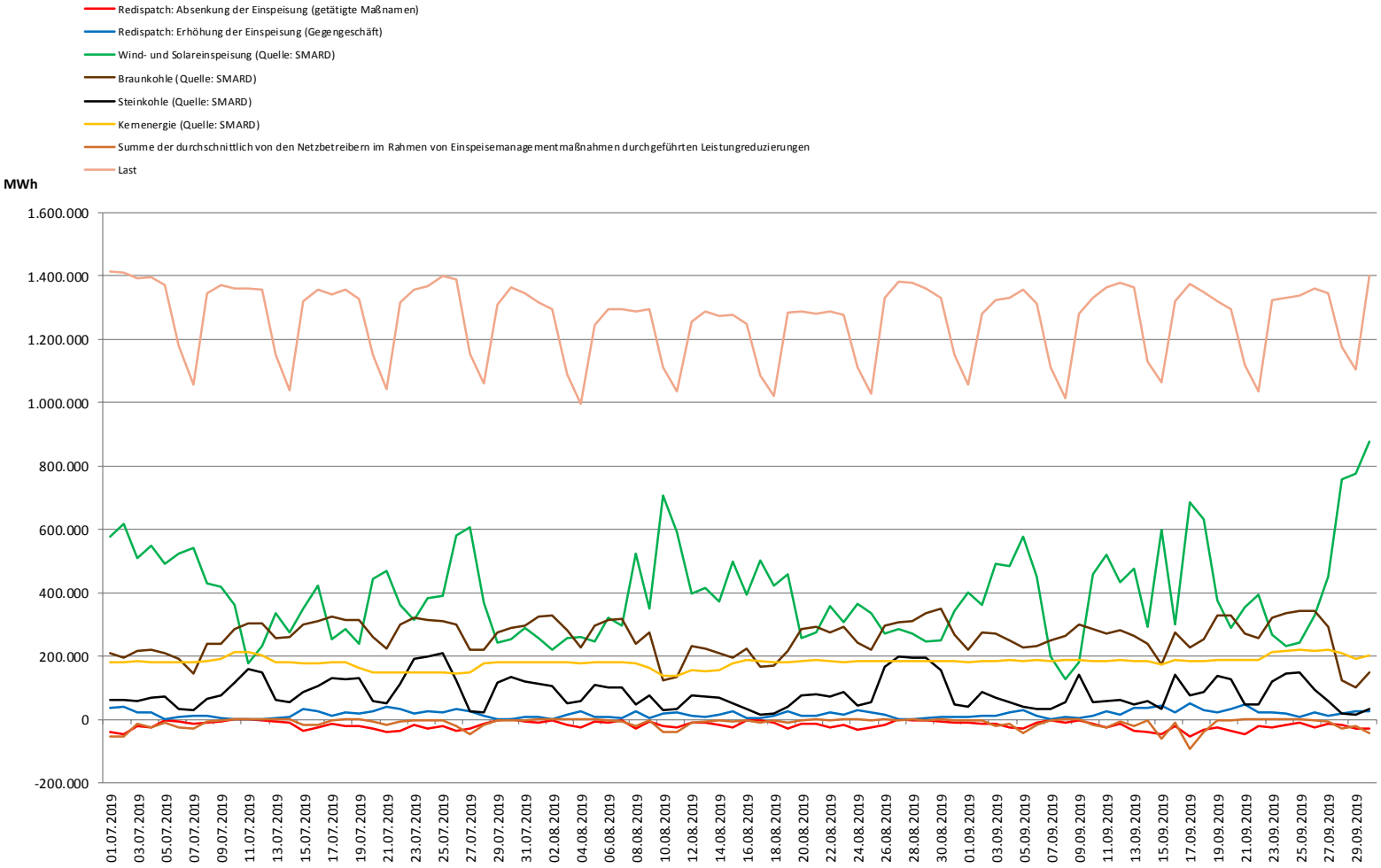
Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 19: Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch-Maßnahmen mit Marktkraftwerken (ohne Countertradingkosten) im dritten Quartal 2019

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 optimierte, frühzeitige Einsatzplanung auf Basis von Modellrechnungen durchgeführt.

Im dritten Quartal 2019 wurden rund 96 Prozent den Einzelüberlastungsmaßnahmen zugeordnet, 4 Prozent entfielen auf die 4-ÜNB Maßnahmen.

Tägliche Erzeugungsmenge je Energieträger und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im Q3 2019 in MWh[1]



Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

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

Abbildung 7: Erzeugung und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im dritten Quartal 2019

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 73 GWh abgeregelt und 69 GWh heraufgefahren. 4-ÜNB Maßnahmen wurden in 128 Stunden von den insgesamt 2.160 Stunden des Quartals durchgeführt. Der Anteil dieser Maßnahmen an der gesamten Redispatch- und Netzreservemenge macht demnach 4 Prozent aus. Dabei wurden nur strombedingte Redispatch-MaßnahmeRedispatch-Maßnahmen 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 dritte Quartal 2019 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.

Im n-1 Fall überlastete Netzelemente in der 4-ÜNB Optimierungsberechnung (2. Berechnungslauf, > 100 Stunden Überlastung), drittes Quartal 2019

Betroffene Netzgebiete	Regelzone	Dauer in Stunden
Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr)	**TenneT/Amprion**	
Dörpen West-Hanekenfähr blau		420
Dörpen West-Niederlangen-Meppen weiß		432
Hanekenfähr_Dörpen West-Emsland W blau		271
Hanekenfähr_Meppen-Meppen		260
Meppen_Dörpen West-Emsland O weiß		163
Sechtem (Sechtem-Paffendorf-Oberzier)	**Amprion**	
Paffendorf Oberzier Sechtem N		449
Paffendorf Oberzier Sechtem S		372
Paffendorf_Rommerskirchen-Paffendorf N		137
Großkrotzenburg - Dettingen/Urberach	**TenneT/Amprion**	
Dettingen_Grosskrotzenburg-Untermain S		187
Großkrotzenburg-Dettingen 1		187
Großkrotzenburg-Urberach 2		185
Urberach_Grosskrotzenburg-Untermain N		185
Altheim (Altheim-Sittling, Altheim-Simbach-Sankt Peter (AT))	**TenneT**	
Sittling-Altheim-Simbach-St. Peter 219/233/230		215
Altheim-Simbach-St. Peter 234/230		201
Leitung Vierraden - Pasewalk	**50Hertz**	
220-kV-SK Vierraden-Pasewalk (306)		390
Leitung Helmstedt - Wolmirstedt	**50Hertz/TenneT**	
Helmstedt-Wolmirstedt 491-1		155
Helmstedt-Wolmirstedt 492-2		155
Leitung Neuenhagen - Vierraden	**50Hertz**	
220-kV-SK Vierraden-Neuenhagen (304)		263
Stromkreis Landesbergen - Ovenstädt	**50Hertz**	
Landesbergen-Ovenstädt 4		211

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 20: Überlastete Netzelemente im 4-ÜNB Prozess (2. Berechnungslauf, > 100 Stunden), drittes Quartal 2019

4.2.2 Einzelüberlastungsmaßnahmen

Die Menge der Einspeisereduzierungen durch Einzelüberlastungsmaßnahmen umfasste im dritten Quartal 2019 ein Volumen von ca. 1557 GWh. Die zum Ausgleich getätigten Anpassungen durch Einspeiseerhöhungen beliefen sich auf ca. 1.557 GWh. Damit betrug die gesamte Menge dieser Redispatcheingriffe (Einspeisereduzierungen und Einspeiseerhöhungen) im dritten Quartal 2019 rund 3.114 GWh.

Für das dritte Quartal 2019 wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen durch Einzelüberlastungen in einer Regelzone mit einer Gesamtdauer von rund 3.891 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 90 Tagen des Quartals entsprechende Eingriffe angewiesen.

Nachfolgende Tabelle 21 fasst die Angaben zum Redispatch durch Einzelüberlastungsmaßnahmen im dritten Quartal 2019 zusammen.

Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen im dritten Quartal 2019

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge Einspeise-reduzierungen in GWh[1]	Gesamtmenge (Einspeisereduzierungen und Einspeiseerhöhungen) in GWh
Regelzone TenneT	3.002	1.359	2.719
Regelzone 50Hertz	78	25	51
Regelzone TransnetBW	725	130	260
Regelzone Amprion	83	42	85
Gesamt	3.890	1.557	3.114

[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: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 21: Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen nach ÜNB Regelzonen im dritten Quartal 2019

4.2.2.1 Strombedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen

In der Mehrzahl mussten im dritten Quartal 2019 strombedingte Redispatch-Maßnahmen durchgeführt werden. In Summe wurden für diese Maßnahmen entsprechende Überlastungen mit einer Gesamtdauer (auch parallel laufende Maßnahmen) von 2.510 Stunden gemeldet und Maßnahmen mit einem Volumen an Einspeisereduzierungen von 1.378 GWh veranlasst.

Tabelle 22 zeigt, dass für Einzelüberlastungsmaßnahmen die stärksten Überlastungen im dritten Quartal 2019 im Netzgebiet Altheim 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 8), 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 dritten Quartal 2019

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone	Dauer (in Std.)	Menge Einspeise-reduzierungen (in GWh)	Menge Einspeise-erhöhung (in GWh)
1	Altheim (Altheim-Sittling, Altheim-Simbach-Sankt Peter (AT))	TenneT	595	548	548
2	Flensburg-Kassoe/Ensted (DK)	TenneT	167	32	32
3	Audorf - Flensburg	TenneT	114	33	33
4	Stromkreis Pleinting - Sankt Peter/APG	TenneT	62	31	31
5	Borken/Gießen	TenneT	51	20	20
6	Mecklar - Dipperz	TenneT	48	18	18
7	Leitung Ensdorf-Vigy	Amprion	47	28	28
8	Leitung Vierraden - Pasewalk	50Hertz	45	12	12
9	Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr)	TenneT/ Amprion	43	15	15
10	Sottrum - Huntorf - Conneforde	TenneT	38	16	16
11	Landesbergen (Landesbergen-Wechold-Sottrum)	TenneT	33	18	18
12	Dollern-Sottrum	TenneT	30	13	13
13	Stromkreis Landesbergen - Ovenstädt	TenneT	27	12	12
14	Leitung Hamburg Nord - Hamburg Ost	50Hertz/TenneT	24	7	7
15	Mecklar-Borken	TenneT	19	8	8
16	Dollern-Wilster	TenneT	17	9	9
17	Transformator Voslapp	TenneT	16	5	5

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 22: Strombedingte Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im dritten Quartal 2019

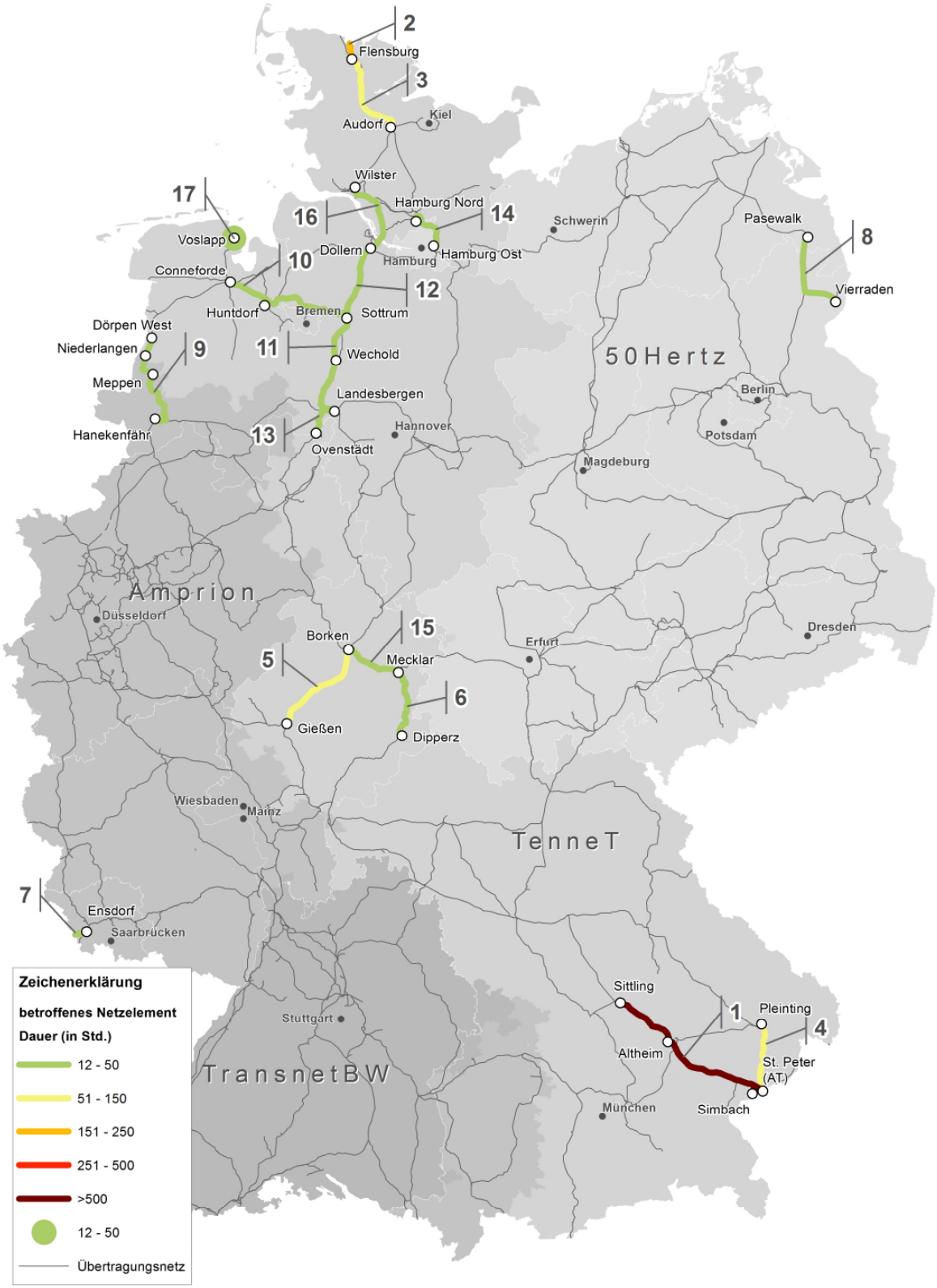


Abbildung 8: Dauer von strombedingten Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im dritten Quartal 2019 gemäß Meldungen der ÜNB

4.2.2.2 Spannungsbedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen

Neben den strombedingten Redispatch-Maßnahmen wurden im dritten Quartal 2019 spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen von insgesamt etwa 1.381 Stunden gemeldet. Das Volumen der getätigten Maßnahmen belief sich dabei auf ca. 252 GWh. Hinzu kommen Gegengeschäfte in Höhe von ca. 252 GWh. Der Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch ist im Vergleich zum dritten Quartal gestiegen. Laut ÜNB ist in den Sommermonaten allgemein mit einem höheren Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch als in den Wintermonaten zu rechnen. Eine genaue Aufteilung der betroffenen Netzelemente und Netzgebiete ist Tabelle 23 zu entnehmen.[20]

Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im dritten Quartal 2019[1]

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge getätigte Maßnahmen in GWh
Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte	**644**	**244**
davon Dipperz-Großkrotzenburg	334	146
davon Netzgebiet Ovenstädt-Bechterdissen-Borken	186	69
davon Netzgebiet Oberbayern	123	29
Regelzone TransnetBW	**725**	**260**
davon Netzgebiet Altbach Daxlanden	725	260

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: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 23: Spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen im dritten Quartal 2019

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 dritten Quartal 2019 rund 1.045 GWh der gesamten Redispatchgesamtmenge aus und sind Bestandteil der Einzelüberlastungsmaßnahmen. Verglichen mit dem dritten Quartal 2018 haben sich die Mengen vervierfacht (Q3 2018: 240 GWh). Wie auch im zweiten Quartal 2019 lässt sich der Anstieg größtenteils auf die bilaterale Vereinbarung zwischen Deutschland und Dänemark zurückführen. Diese sieht Mindesthandelskapazitäten für die Grenze zwischen Dänemark-West und

[20] Da sich spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen auf räumlich größere Netzregionen (und nicht auf einzelne Leitungen bzw. Umspannwerke) beziehen, wird aus Darstellungsgründen auf eine Übersichtskarte verzichtet.

Deutschland sowie eine Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber bei Countertrading-Maßnahmen vor. Auf Basis dieser Vereinbarung, die einen inkrementellen Anstieg auf Mindesthandelskapazitäten auf bis zu 1.300 MW bis Juli 2019 vorsieht, wurde die Mindesthandelskapazität planmäßig von 700 MW in 2018 angehoben. Eine weitere Anhebung der Mindesthandelskapazität erfolgt analog zum Netzausbau.

Die Kosten für Countertrading lagen bei rund 23,4 Mio. Euro (Q3 2018: 5,5 Mio. Euro).

4.2.4 Einsatz Netzreserve

Insgesamt wurden im dritten Quartal 2019 an 31 Tagen Netzreserveabrufe mit einer Gesamtarbeit von rund 83 GWh[21] 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 3,6 Mio. Euro im ersten Quartal 2019. Die Einsatztage bewegten sich damit auf einem deutlich niedrigeren Niveau als im dritten Quartal 2018 (Q3 2018: 43 Tage), die geleistete Arbeit hat sich um etwa 37 GWh reduziert (Q3 2018: 120 GWh).

Tabelle 24 enthält eine Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im dritten Quartal 2019. Der „Einsatz-Durchschnitt in MW“ zeigt eine durchschnittlich angeforderte Leistung pro Einsatztag. Dieser Durchschnittswert war im August 2019 mit 295 MW am höchsten. Die maximale Leistungsanforderung der Netzreservekraftwerke lag mit 1.000 MW im Juli 2019.

Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im dritten Quartal 2019

	Tage	Einsatz-Durchschnitt in MW	Maximale Leistungsanforderung in MW	MWh Summe
Juli	12	258	1.000	35.143
August	10	295	820	35.659
September	9	132	385	12.368
Gesamt	**31**			**83.169**

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 24: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im dritten Quartal 2019

4.2.5 Kraftwerkseinsätze Redispatch

Inländische Markt- und Reservekraftwerke erbrachten im dritten Quartal eine Redispatchmenge von rund 2.166 GWh (1.257 GWh Einspeisereduzierungen und 909 GWh Einspeiseerhöhungen).

Abbildung 9 zeigt die Energieträger der zum Redispatch herangezogenen Kraftwerke. Den Energieträger Braunkohle betrafen bei Einspeisereduzierungen knapp 41 Prozent im dritten Quartal 2019. Bei den Einspeiseerhöhungen wurden mit 43% im dritten Quartal 2019 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“.

[21] Dieser Wert enthält Probestarts und Testfahrten.

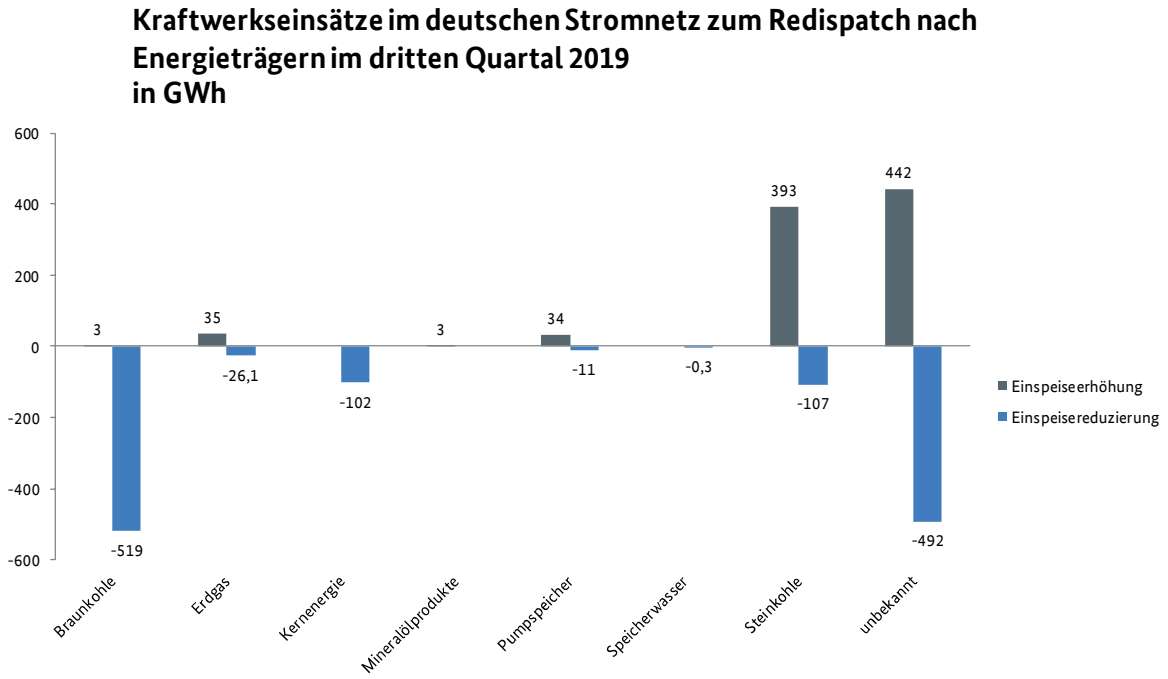


Abbildung 9: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im dritten Quartal 2019

Einspeisereduzierungen und -erhöhungen verteilen sich der Menge nach unterschiedlich auf die jeweils anweisenden ÜNB. Der anweisende ÜNB ist in der Regel der ÜNB, in dessen Regelzone sich das Kraftwerk befindet, welches zum Redispatch eingesetzt wird. Bei Netzreservekraftwerken ist derjenige ÜNB der anweisende, der den Vertrag mit dem Kraftwerk abgeschlossen hat. Abbildung 10 zeigt die Verteilung der Kraftwerksanweisung auf die einzelnen ÜNB unabhängig von der Lokalisation der auslösenden Ursache. Diese kann in einer anderen Regelzone liegen. Der Einsatz wird dann von dem dort verantwortlichen ÜNB oder bei 4-ÜNB Vorab-Maßnahmen gemeinschaftlich bei dem ÜNB angefordert, in dessen Regelzone das benötigte Kraftwerk liegt.

Im dritten Quartal 2019 wurden 43 Prozent der reduzierten Mengen von TenneT angewiesen, gefolgt von 50Hertz (41 Prozent). Von TransnetBW (11 Prozent) wurden im Vergleich deutlich weniger Einspeisereduzierungen angewiesen. Der Hauptteil der Einspeiseerhöhungen von inländischen Markt- und Reservekraftwerken entfiel mit einem Anteil von 67 Prozent auf die TenneT-Regelzone. In der TransnetBW -Regelzone wurden 27 Prozent der Einspeiseerhöhungen vorgenommen.

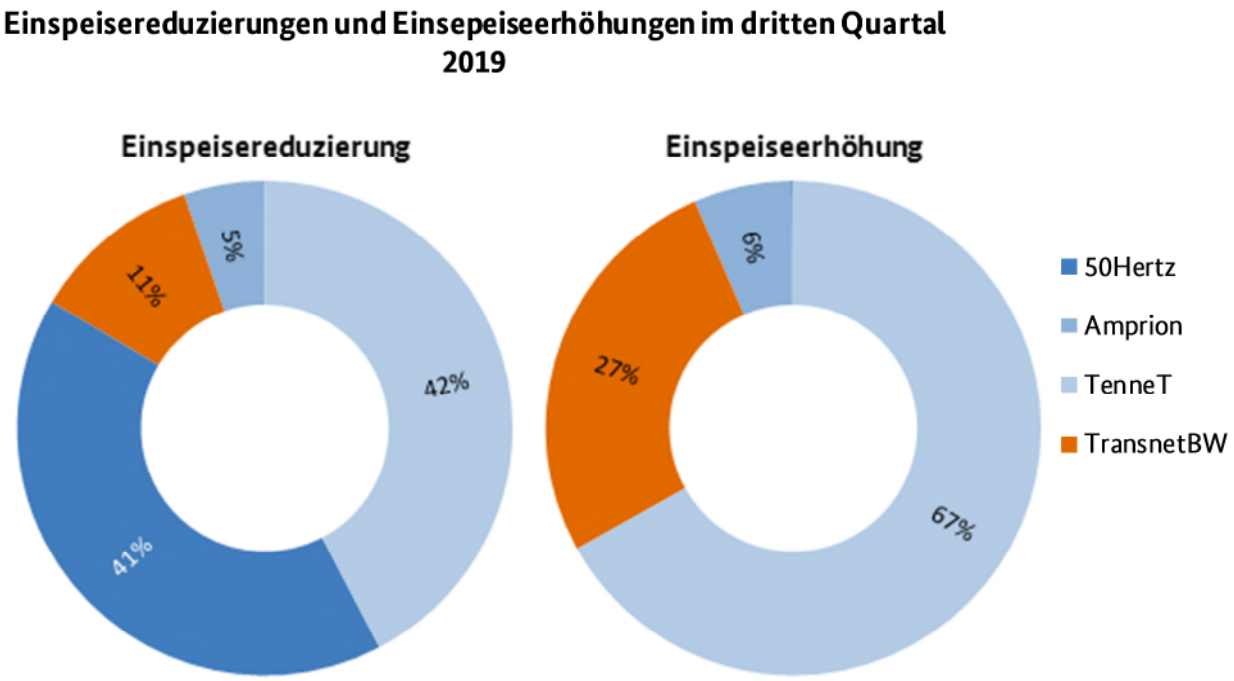


Abbildung 10: Angewiesene Einspeisereduzierungen und –erhöhungen nach Regelzone im dritten Quartal 2019 als Anteil an der gesamten reduzierten bzw. erhöhten Redispatchmenge.

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

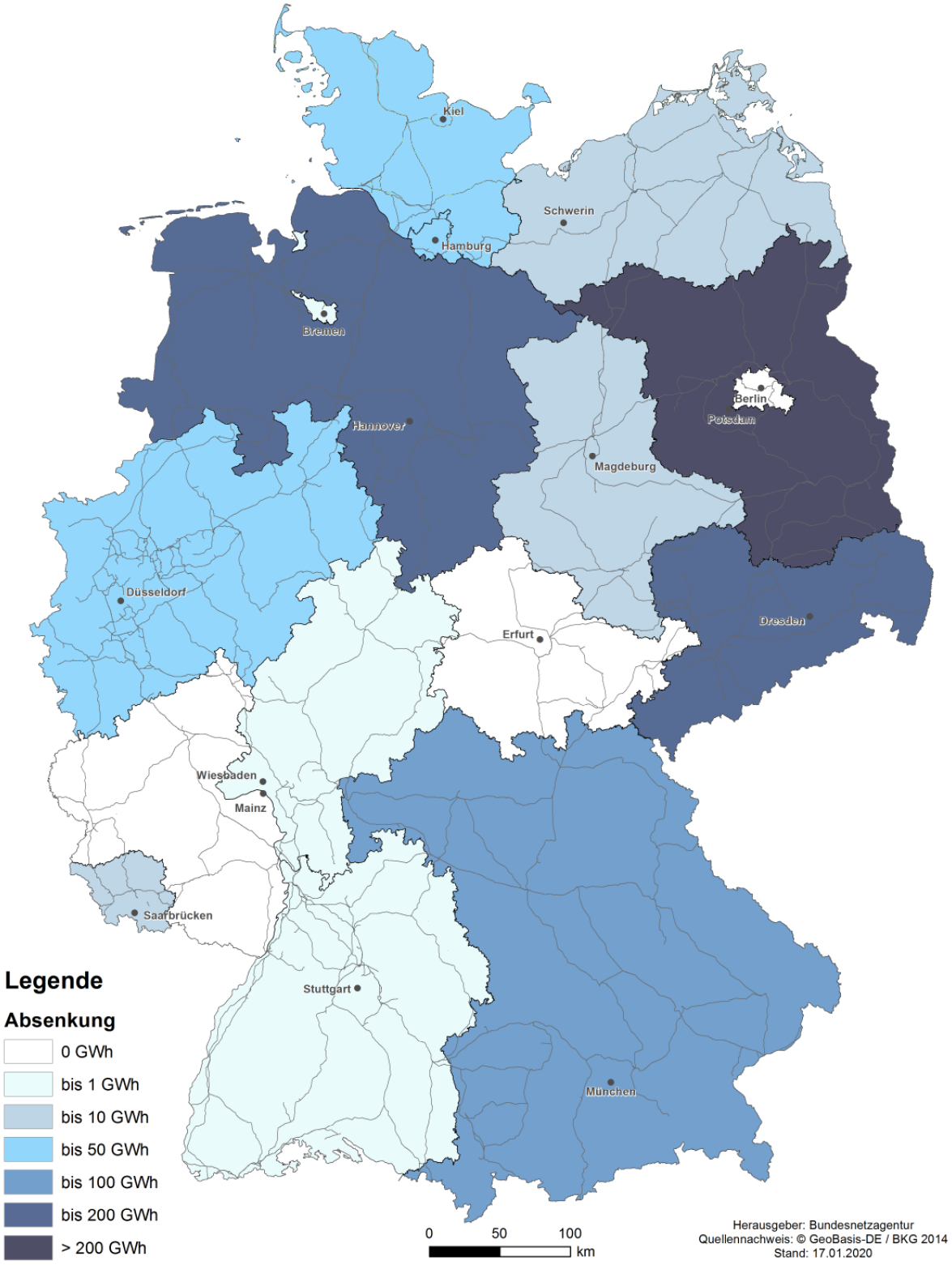


Abbildung 11: Kraftwerksreduzierungen auf Anweisung der deutschen ÜNB im dritten Quartal 2019

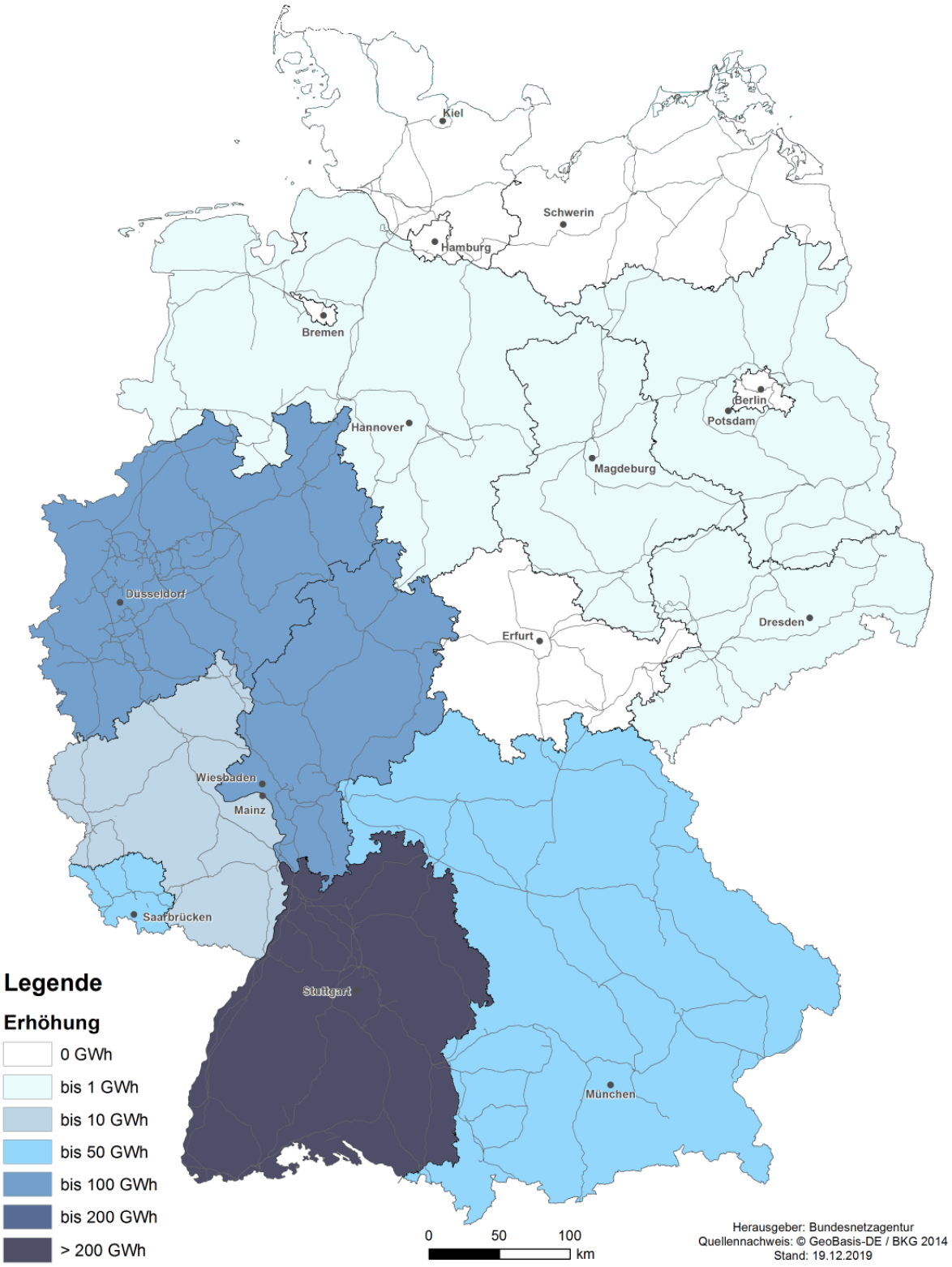


Abbildung 12: Kraftwerkserhöhung auf Anweisung der deutschen ÜNB im dritten Quartal 2019

4.3 Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG im dritten Quartal 2019

Im dritten Quartal 2019 wurden durch die ÜNB und VNB rund 864 GWh Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen gemeldet. Vergleicht man diesen Wert mit dem dritten Quartal 2018, so ergibt sich eine Steigerung der Menge an Ausfallarbeit um rund 141 GWh (Q3 2018: 723 GWh).

Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für das dritte Quartal 2019 auf rund 91 Mio. Euro und sind somit im Vergleich zum dritten Quartal 2018 um rund 13 Mio. Euro gestiegen (Q3 2018: 78 Mio. Euro).

4.3.1 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern

Rund 66 Prozent der Ausfallarbeit und rund 61 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche entfallen im dritten Quartal 2019 auf Schleswig-Holstein. Es folgen Niedersachsen mit rund 20 Prozent und Brandenburg mit rund sechs Prozent der Ausfallarbeit. Die restlichen Abregelungen verteilen sich, wie in nachfolgender Tabelle dargestellt, auf neun weitere Bundesländer.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2019 und dritten Quartal 2018 nach Bundesländern

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs-ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs-ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung
	Quartal 3 2019				Quartal 3 2018			
Schleswig-Holstein	566,44	65,5%	56.192.681	61,4%	430,79	59,6%	41.050.487	52,6%
Niedersachsen	169,62	19,6%	22.995.969	25,1%	173,03	23,9%	25.187.636	32,3%
Brandenburg	54,38	6,3%	5.573.266	6,1%	52,01	7,2%	5.541.029	7,1%
Mecklenburg-Vorpommern	22,53	2,6%	2.150.655	2,4%	19,79	2,7%	1.985.972	2,5%
Sachsen-Anhalt	18,66	2,2%	1.632.153	1,8%	32,44	4,5%	2.764.801	3,5%
Nordrhein-Westfalen	18,12	2,1%	1.383.248	1,5%	6,48	0,9%	591.445	0,8%
Bayern	6,34	0,7%	1.045.208	1,1%	1,18	0,2%	129.885	0,17%
Rheinland-Pfalz	5,58	0,6%	285.483	0,3%	4,71	-	518.199	-
Hessen	1,76	0,2%	137.905	0,2%	0,32	0,00	792	0,00
Baden-Württemberg	0,56	0,1%	60.402	0,1%	0,37	0,1%	31.742	0,0%
Sachsen	0,14	0,0%	13.835	0,0%	0,19	0,0%	16.202	0,02%
Saarland	0,02	0,0%	-	-	-	-	-	-
Hamburg	-	-	-	-	1,70	0,2%	171.700	0,22%
Thüringen	-	-	-	-	0,11	-	11.054	0,00
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	**864,15**	**100%**	**91.470.805**	**100%**	**723,10**	**100%**	**78.000.945**	**100%**

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 25: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im dritten Quartal 2019 gegenüber dem dritten Quartal 2018

4.3.2 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern

Der Energieträger Wind an Land (onshore) ist mit rund 81 Prozent der gesamten Ausfallarbeit und rund 64 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der mit Abstand am häufigsten abgeregelte Energieträger. Im Verhältnis zur Einspeisung von Windenergieanlagen an Land liegt die Abregelung dieses Energieträgers im dritten Quartal 2019 bei rund vier Prozent.[22]

Weitere rund zwölf Prozent der gesamten Ausfallarbeit fallen im dritten Quartal 2019 auf den Energieträger Wind auf See (offshore), der 23 Prozent der geschätzten Entschädigungsansprüche generiert. Vergleicht man die Werte für den Energieträger Wind auf See (offshore) mit dem dritten Quartal 2018, so ergibt sich eine Minderung der Menge an Ausfallarbeit um rund fünf GWh (Q3 2018: 110 GWh) und eine Steigerung der geschätzten Entschädigungsansprüche um rund 0,6 Mio. Euro (Q3 2018: 20,3 Mio. Euro). Im Verhältnis zur Einspeisung[23] von Offshore Windenergieanlagen lag die Abregelung im dritten Quartal 2019 bei rund zwei Prozent.

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

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

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

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im dritten Quartal 2019 und dritten Quartal 2018

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 3 2019				Quartal 3 2018			
Wind (onshore)	700,43	81,1%	58.454.259	63,9%	575,48	79,6%	49.812.703	63,9%
Wind (offshore)	104,42	12,1%	20.872.447	22,8%	109,60	15,2%	20.303.259	26,0%
Solar	54,33	6,3%	11.133.939	12,2%	32,43	4,5%	6.943.017	8,9%
Biomasse einschl. Biogas	4,93	0,6%	1.006.968	1,1%	5,02	0,7%	904.766	1,2%
KWK-Strom	0,05	0,0%	2.492	0,0%	0,46	0,1%	29.053	0,0%
Laufwasser	0,01	0,0%	596	0,0%	0,02	0,0%	1.432	0,0%
Deponie-, Klär- und Grubengas	0,00	0,0%	104	0,0%	0,09	0,0%	6.715	0,0%
KWK-Wärme	0,00	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Sonstige	-	-	-	-	-	-	-	0,0%
Gesamt	**864,15**	**100%**	**91.470.805**	**100%**	**723,10**	**100%**	**78.000.945**	**100%**

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 26: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im dritten Quartal 2019 gegenüber dem dritten Quartal 2018

4.3.3 Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen

Im dritten Quartal 2019 wurden rund 87 Prozent der Ausfallarbeit in den Verteilernetzen abgeregelt. Bei rund 13 Prozent wurden Anlagen abgeregelt, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Diese Verteilung stellt jedoch nicht dar, auf welcher Netzebene die Maßnahmen verursacht wurden und welche Netzebene die Entschädigungsansprüche tragen muss. Nach dem Anforderprinzip muss derjenige Netzbetreiber die Kosten in seiner Erlösobergrenze geltend machen, bei dem die Netzbelastung auftritt und nicht derjenige, in dessen Netzgebiet die Abregelung tatsächlich stattfindet. Letztlich tragen also diejenigen Letztverbraucher im Netzgebiet des verursachenden Netzbetreibers die Kosten. Die hohe Menge der im Verteilernetz abgeregelten erneuerbaren Erzeugung darf deshalb nicht zu dem Rückschluss führen, dass die Ursache der Abregelung überwiegend im Verteilernetz zu sehen ist. Hier zeigt sich vielmehr, 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 dritte Quartal 2019 sind die Werte in der folgenden Tabelle 27 dargestellt und zeigen, dass die Verursachung der Maßnahmen zu rund 81 Prozent den ÜNB und zu 19 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 dritten Quartal 2019 gegenüber dem dritten Quartal 2018 dargestellt.

Netzebenen der Abregelungen sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2019

	Anlagen im Übertragungsnetz	Anlagen im Verteilernetz
Ausfallarbeit in GWh	114,63	749,52
Prozentuale Verteilung (Ausfallarbeit)	13,3%	86,7%
Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber in Euro	21.834.521	69.636.283
Prozentuale Verteilung (Entschädigungsansprüche)	23,9%	76,1%
	Übertragungsnetz	**Verteilernetz**
Verursachung der Maßnahmen in GWh	697,23	166,92
Prozentuale Verteilung (Verursachung)	80,7%	19,3%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 27: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2019

Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im dritten Quartal 2019 und dritten Quartal 2018

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs-ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs-ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung
	Quartal 3 2019				Quartal 3 2018			
Niedersachsen	74,22	64,7%	14.843.747	68,0%	93,09	80,0%	17.357.833	82,7%
Schleswig-Holstein	29,07	25,4%	5.814.750	26,6%	15,21	13,1%	2.808.240	13,4%
Brandenburg	10,21	8,9%	962.075	4,4%	4,68	4,0%	472.630	2,3%
Mecklenburg-Vorpommern	1,13	0,01	213.950	0,01	1,74	1,5%	175.437	0,01
Hamburg	-	-	-	-	1,70	1,5%	171.700	0,8%
Sachsen-Anhalt	-	-	-	-	-	-	-	-
Thüringen	-	-	-	-	-	-	-	-
Nordrhein-Westfalen	-	-	-	-	-	-	-	-
Sachsen	-	-	-	-	-	-	-	-
Baden-Württemberg	-	-	-	-	-	-	-	-
Rheinland-Pfalz	-	-	-	-	-	-	-	-
Hessen	-	-	-	-	-	-	-	-
Bayern	-	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	**114,63**	**100%**	**21.834.521**	**100%**	**116,41**	**100%**	**20.985.839**	**100%**

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 28: Regionale Verteilung der Abregelung durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im dritten Quartal 2019 und dem dritten Quartal 2018

Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im dritten Quartal 2019 und dritten Quartal 2018

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs-ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs-ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung
	Quartal 3 2019				Quartal 3 2018			
Schleswig-Holstein	537,36	71,7%	50.377.931	72,3%	415,58	68,5%	38.242.247	67,1%
Niedersachsen	95,40	12,7%	8.152.223	11,7%	79,94	13,2%	7.829.803	13,7%
Brandenburg	44,17	5,9%	4.611.191	6,6%	47,33	7,8%	5.068.400	8,9%
Mecklenburg-Vorpommern	21,41	2,9%	1.936.705	2,8%	18,05	3,0%	1.810.535	3,2%
Sachsen-Anhalt	18,66	2,5%	1.632.153	2,3%	32,44	5,3%	2.764.801	4,8%
Nordrhein-Westfalen	18,12	2,4%	1.383.248	2,0%	6,48	1,1%	591.445	1,0%
Bayern	6,34	0,8%	1.045.208	1,5%	1,18	0,2%	129.885	0,2%
Rheinland-Pfalz	5,58	0,7%	285.483	0,4%	4,71	0,8%	518.199	0,9%
Hessen	1,76	0,00	137.905	0,00	0,32	0,00	792	0,00
Baden-Württemberg	0,56	0,1%	60.402	0,1%	0,37	0,1%	31.742	0,1%
Sachsen	0,14	0,0%	13.835	0,0%	0,19	0,0%	16.202	0,0%
Saarland	0,02	-	-	-	-	-	-	-
Thüringen	-	-	-	-	0,11	0,0%	11.054	0,0%
Hamburg	-	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	**749,52**	**100%**	**69.636.283**	**100%**	**606,69**	**100%**	**57.015.105**	**100%**

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 29: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im dritten Quartal 2019 gegenüber dem dritten Quartal 2018

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 dritten Quartal 2019 gegenüber dem dritten Quartal 2018 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 Prozent[24]. Es ist davon auszugehen, dass sich diese Verteilung in 2019 nicht maßgeblich verändert hat.

Dass in der Amprion Regelzone nur wenige Anlagen abgeregelt werden, ist nicht damit gleichzusetzten, 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.

[24]Vgl.: https://Netztransparenz > EEG > Jahresabrechnungen

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im dritten Quartal 2019 und dritten Quartal 2018

Regelzone	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs-ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs-ansprüche in Euro	Prozentuale Verteilung
	Quartal 3 2019				Quartal 3 2018			
TenneT	734,85	85,0%	80.011.604	87,5%	615,65	85,1%	67.253.302	86,2%
50Hertz	112,11	13,0%	10.939.989	12,0%	100,86	13,9%	10.031.558	12,9%
Amprion	16,63	1,9%	458.809	0,5%	6,22	0,9%	684.343	0,9%
TransnetBW	0,56	0,1%	60.402	0,1%	0,37	0,1%	31.742	0,0%
Gesamt	**864,15**	**100%**	**91.470.805**	**100%**	**723,10**	**100%**	**78.000.945**	**100%**

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 30: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im dritten Quartal 2019 gegenüber dem dritten Quartal 2018

4.4 Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG im dritten Quartal 2019

Im dritten Quartal 2019 hat ein Verteilernetzbetreiber Anpassungen von Stromeinspeisungen nach § 13 Abs. 2 EnWG angewiesen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 0,6 GWh verteilt über zwei Bundesländer. Im Vergleich mit dem dritten Quartal 2018 ist hier für das dritte Quartal 2019 eine Minderung um rund 0,6 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 dritten Quartal 2019

Energieträger	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung
Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil)	0,59	100,0%
Gesamt	**0,59**	**100,0%**

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 31: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im dritten Quartal 2019

In der nachfolgenden Tabelle 32 ist die Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern zu sehen. Im dritten Quartal 2019 wurden nur in Brandenburg und Sachsen-Anhalt Maßnahmen durchgeführt.

Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im dritten Quartal 2019 und dritten Quartal 2018

Bundesland	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung
	Quartal 3 2019		Quartal 3 2018	
Brandenburg	0,51	86,2%	1,11	95,9%
Sachsen-Anhalt	0,08	13,8%	0,05	4,1%
Gesamt	**0,59**	**100%**	**1,16**	**100%**

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 32: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im dritten Quartal 2019 gegenüber dem dritten Quartal 2018

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 befindet sich deshalb seit dem Jahr 2015 auf hohem Niveau. Die 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. Für diese Zwecke wurden mehrere Datenmeldeverfahren zur Erfassung dieser Maßnahmen in einem unterjährigen Rhythmus etabliert:

1. Monatliche Datenmeldungen der Übertragungsnetzbetreiber zu den ergriffenen Redispatch- und Countertradingmaßnahmen im Zuge der Erfordernisse eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze nach § 13 Abs. 1 EnWG.
2. 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. Monatliche bzw. tägliche Datenmeldungen der Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber zu den Anpassungsmaßnahmen bezüglich der Stromeinspeisung, Stromtransite und Stromabnahmen im Zuge der Erfordernisse eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze nach § 13 Abs. 2 EnWG (Anpassungsmaßnahmen).

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 im Übertragungsnetz 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. Konkret müssen Leitungsüberlastungen auf Leitungen vorgebeugt werden (präventiv) oder, wenn eine kritische Netzsituation (n-1 Verletzung) eintritt, behoben werden (kurativ). Dafür greifen die Netzbetreiber in den marktbasierten Fahrplan von Erzeugungseinheiten zur Verlagerung von Kraftwerkseinspeisungen ein. 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.[25] Auf die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Last im Ganzen haben diese Eingriffe damit keine Auswirkungen, da stets sichergestellt wird, dass abgeregelte Mengen durch gleichzeitiges Hochregeln physikalisch und bilanziell ausgeglichen werden. Die Kraftwerksbetreiber werden für das Hochfahren der Kraftwerke entschädigt, im Falle einer Abregelung müssen sie dem Netzbetreiber die eingesparten Brennstoffkosten erstatten, können aber in beiden Fällen Kosten für Opportunitäten und Werteverzehr geltend machen.

Countertrading-Maßnahmen 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). Der Anforderer ist diesem Fall derjenige ÜNB, in dessen Regelzone das auslösende, also das verursachende Netzelement für die Redispatch-Maßnahme liegt. Diese Maßnahmen werden unter den betroffenen ÜNB auch regelzonenübergreifend abgestimmt. Entscheidend für diesen Maßnahmentyp ist, dass die erforderlichen Redispatch-Maßnahmen 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

[25] 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.

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, Überlastungen von Leitungen und Umspannwerken zu vermeiden oder zu beseitigen. Spannungsbedingter Redispatch zielt hingegen auf die Aufrechterhaltung der Spannung im betroffenen Netzgebiet z. B. durch die Anpassung von Blindleistung ab. Dabei wird die Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken angepasst, um diese in die Lage zu versetzen, die benötigte Blindleistung zur Spannungshaltung erbringen zu können. Dies kann z. B. durch Anfahren stillstehender Kraftwerke auf Mindestwirkleistungseinspeisung oder durch Reduzierung der Einspeisung unter Volllast laufender Kraftwerke bis auf Mindestwirkleistungseinspeisung erfolgen. Diese Form der Blindleistungsbereitstellung erfolgt – wie auch der strombedingte Redispatch - wegen des Einspeisevorrangs nur gegenüber konventionellen Kraftwerken. Bei spannungsbedingtem Redispatch können Ausgleichsmaßnahmen der Systembilanz auch über Börsengeschäfte getätigt werden. Redispatch-Maßnahmen können regelzonenintern und -übergreifend und auch grenzüberschreitend 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. 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 Elektrizitätsverteilernetzbetreiber für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, sind auch sie gemäß § 14 Abs. 1 EnWG zu Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG berechtigt und verpflichtet. Darüber hinaus sind VNB gemäß § 14 Abs. 1c EnWG verpflichtet, Maßnahmen des ÜNB nach dessen Vorgaben durch eigene Maßnahmen zu unterstützen (Unterstützungsmaßnahmen).

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

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

Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Erzeugung und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im zweiten Quartal 2019 15

Abbildung 2: Dauer von strombedingten Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im zweiten Quartal 2019 gemäß Meldungen der ÜNB 20

Abbildung 3: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im zweiten Quartal 2019 23

Abbildung 4: Angewiesene Einspeisereduzierungen und –erhöhungen nach Regelzone im zweiten Quartal 2019 als Anteil an der gesamten reduzierten bzw. erhöhten Redispatchmenge. 24

Abbildung 5: Kraftwerksreduzierungen auf Anweisung der deutschen ÜNB im zweiten Quartal 2019 25

Abbildung 6: Kraftwerkserhöhung auf Anweisung der deutschen ÜNB im zweiten Quartal 2019 26

Abbildung 7: Erzeugung und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im dritten Quartal 2019 42

Abbildung 8: Dauer von strombedingten Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im dritten Quartal 2019 gemäß Meldungen der ÜNB 47

Abbildung 9: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im dritten Quartal 2019 50

Abbildung 10: Angewiesene Einspeisereduzierungen und –erhöhungen nach Regelzone im dritten Quartal 2019 als Anteil an der gesamten reduzierten bzw. erhöhten Redispatchmenge. 51

Abbildung 11: Kraftwerksreduzierungen auf Anweisung der deutschen ÜNB im dritten Quartal 2019 52

Abbildung 12: Kraftwerkserhöhung auf Anweisung der deutschen ÜNB im dritten Quartal 2019 53

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG in den ersten drei Quartalen 2019 9

Tabelle 2 Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen der Jahre 2015 bis Q3 2019 11

Tabelle 3 Redispatch i.S.d. §13 Abs. 1 EnWG im zweiten Quartal 2019 in GWh 13

Tabelle 4 Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch-Maßnahmen mit Marktkraftwerken (ohne Countertradingkosten) im zweiten Quartal 2019 14

Tabelle 5 Überlastete Netzelemente im 4-ÜNB Prozess (2. Berechnungslauf, > 100 Stunden), zweites Quartal 2019 17

Tabelle 6: Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen nach ÜNB Regelzonen im zweiten Quartal 2019 18

Tabelle 7: Strombedingte Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im zweiten Quartal 2019 19

Tabelle 8: Spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen im zweiten Quartal 2019 21

Tabelle 9: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im zweiten Quartal 2019 23

Tabelle 10: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im zweiten Quartal 2019 gegenüber dem zweiten Quartal 2018 28

Tabelle 11: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im zweiten Quartal 2019 gegenüber dem zweiten Quartal 2018 30

Tabelle 12: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2019 32

Tabelle 13: Regionale Verteilung der Abregelung durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im zweiten Quartal 2019 und dem zweiten Quartal 2018 33

Tabelle 14: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im zweiten Quartal 2019 gegenüber dem zweiten Quartal 2018 34

Tabelle 15: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im zweiten Quartal 2019 gegenüber dem zweiten Quartal 2018 36

Tabelle 16: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im ersten Quartal 2019 37

Tabelle 17: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im ersten Quartal 2019 gegenüber dem ersten Quartal 2018 37

Tabelle 18: Redispatch i.S.d. §13 Abs. 1 EnWG im dritten Quartal 2019 in GWh 39

Tabelle 19: Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch-Maßnahmen mit Marktkraftwerken (ohne Countertradingkosten) im dritten Quartal 2019 40

Tabelle 20: Überlastete Netzelemente im 4-ÜNB Prozess (2. Berechnungslauf, > 100 Stunden), drittes Quartal 2019 44

Tabelle 21: Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen nach ÜNB Regelzonen im dritten Quartal 2019 45

Tabelle 22: Strombedingte Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im dritten Quartal 2019 46

Tabelle 23: Spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen im dritten Quartal 2019 48

Tabelle 24: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im dritten Quartal 2019 49

Tabelle 25: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im dritten Quartal 2019 gegenüber dem dritten Quartal 2018 56

Tabelle 26: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im dritten Quartal 2019 gegenüber dem dritten Quartal 2018 59

Tabelle 27: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im dritten Quartal 2019 61

Tabelle 28: Regionale Verteilung der Abregelung durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im dritten Quartal 2019 und dem dritten Quartal 2018 63

Tabelle 29: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im dritten Quartal 2019 gegenüber dem dritten Quartal 2018 65

Tabelle 30: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im dritten Quartal 2019 gegenüber dem dritten Quartal 2018.....67

Tabelle 31: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im dritten Quartal 2019.....68

Tabelle 32: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im dritten Quartal 2019 gegenüber dem dritten Quartal 2018 68

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

05.02.2020

Text

Bundesnetzagentur

Referat 603 (Monitoringreferat)