



Bundesnetzagentur

Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Erstes Quartal 2019



Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen

Erstes Quartal 2019

Stand: 18.07.2019

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

Referat 603

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-5999

Fax: +49 228 14-5973

E-Mail: monitoring.energie@bundesnetzagentur.de

Inhaltsverzeichnis

1	Vorwort.....	4
2	Übersicht über durchgeführte Maßnahmen.....	7
3	Erstes Quartal 2019.....	10
3.1	Zusammenfassung für das erste Quartal 2019	10
3.1.1	Redispatch	10
3.1.2	Einsatz Netzreservekraftwerke	10
3.1.3	Einspeisemanagement (EinsMan).....	10
3.1.4	Anpassungsmaßnahmen	11
3.2	Redispatchentwicklung im ersten Quartal 2019.....	12
3.2.1	4-ÜNB Vorab-Maßnahmen.....	15
3.2.2	Einzelüberlastungsmaßnahmen.....	17
3.2.3	Countertrading.....	21
3.2.4	Einsatz Netzreserve	21
3.2.5	Kraftwerkseinsätze Redispatch	22
3.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG im ersten Quartal 2019.....	26
3.3.1	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern	26
3.3.2	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern.....	28
3.3.3	Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen	30
3.3.4	Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen.....	34
3.4	Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG im ersten Quartal 2019.....	36
4	Hintergrund.....	37
4.1	Redispatch	38
4.2	Netzreservekraftwerke	39
4.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG	39
4.4	Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG	40
	Verzeichnisse.....	41
	Impressum.....	43

1 Vorwort

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

Das seit 2015 gestiegene Maßnahmenvolumen 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. Auch im **ersten Quartal 2019** wurden **rund 95 Prozent der** insgesamt vermarkteten **erneuerbaren Erzeugung produziert und transportiert**, knapp 5 Prozent wurden aufgrund von Engpässen im Rahmen von Einspeisemanagement-Maßnahmen (EinsMan) abgeregelt. Diese Quote liegt damit auf dem gleichen Niveau wie im ersten Quartal 2018.

Trotzdem zeigen die absoluten Zahlen im ersten Quartal 2019, insbesondere zur Abregelung von Windenergieanlagen, weiterhin bestehende Übertragungsengpässe auf. Die Ausfallarbeit von Offshore- und Onshore Windenergieanlagen im Rahmen des EinsMan lag mit 3.230 GWh auf dem **bislang höchsten Niveau**. Der Energieträger Wind hatte damit einen Anteil von rund 99 Prozent den gesamten **3.265 GWh Ausfallarbeit**. Im Vergleich zum ersten Quartal 2018 ergibt sich eine Steigerung der gesamten Menge an Ausfallarbeit um rund 1.294 GWh (Q1 2018: 1.971 GWh), was vor allem auf das **sehr windreiche erste Quartal 2019** zurückzuführen ist. Allein die durch Windkraft erzeugte Strommenge lag trotz der Abregelungen von Januar bis März 2019 um rund 21 Prozent höher als im Vorjahresquartal (Q1 2019: 41.710 GWh; Q1 2018: 33.072 GWh¹).

Auch die Anforderung zur Leistungsveränderung von Kraftwerken im **Redispatch** lagen über denen des ersten Quartals 2018, sind allerdings im Vergleich zum vierten Quartal 2018 wieder zurückgegangen. Dabei wurden insgesamt **Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von rund 5.032 GWh** angefordert (Q1 2018: 3.232 GWh; Q4 2018: 7.038 GWh). Dieser Redispatchgesamtwert ergibt sich aus Einspeisereduzierungen in Höhe von 2.676 GWh, Einspeiserhöhungen von Marktkraftwerken in Höhe von 2.270 GWh und Einsätzen von Netzreservekraftwerken in Höhe von 86 GWh².

Entsprechend dem Anstieg der Maßnahmen sind auch die **Gesamtkosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen** im Vergleich zum ersten Quartal 2018 gestiegen und lagen bei rund **473 Mio. Euro** (Q1 2018: 355 Mio. Euro). Die für Marktkraftwerke angefallenen Kosten liegen nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei etwa 89,6 Mio. Euro zzgl. rund 11,3 Mio. Euro für Countertrading-Maßnahmen. Die Abrufkosten für Netzreservekraftwerke machen dabei mit rund 7,7 Mio. Euro einen geringen Anteil aus. Die Vorhaltekosten für die Netzreserve sind der Bundesnetzagentur bisher in Höhe von 178,2 Mio. Euro bekannt.

¹ Angaben zur realisierten Wind-Erzeugung (onshore/offshore) auf Basis der bei SMARD.de veröffentlichten Daten.

² Der Gesamtwert über den Einsatz von Netzreservekraftwerken enthält keine Probestarts und Testfahrten. Mit Probe- und Testfahrten belief sich der Einsatz von Netzreservekraftwerken im ersten Quartal 2019 auf 126 GWh.

Durch unterjährig eingehende Zahlungsforderungen der Kraftwerksbetreiber, beispielsweise für Revisions-, Gastransportkapazitäten, Warmhaltungs- oder Eigenbedarfskosten, kann sich der Betrag im Laufe des Jahres deutlich verändern.

Die von den Netzbetreibern geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber für Einspeisemanagement-Maßnahmen lagen mit **364 Mio. Euro auf dem bislang höchsten Quartalsniveau**. Diese Entschädigungsansprüche werden über die Netzentgelte von den Letztverbrauchern getragen, allerdings wird ein Teil dieser Kosten durch die Reduktion der ebenfalls von den Letztverbrauchern zu tragenden EEG-Umlage kompensiert, da abgeregelte Anlagen keine Vergütung oder Marktprämie nach dem EEG erhalten.

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.

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

2 Übersicht über durchgeführte Maßnahmen

Nachstehende Tabelle 1 fasst die Regelungsinhalte und wesentlichen Instrumente sowie die unterschiedlichen Meldungen der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für das erste Quartal 2019 zusammen.

Tabelle 2 stellt einen vorläufigen Jahresvergleich von Kosten und Mengen der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für die Jahre 2015 bis einschließlich Q1 2019 auf. Abgebildet ist der aktuell der Bundesnetzagentur vorliegende Informationsstand der Daten mit Stichtag 1. Juli 2019. Sofern in der Tabelle bei den Kosten Gesamtjahreszahlen ohne die Aufschlüsselung auf einzelne Quartale abgebildet sind, resultieren diese aus dem jährlichen Monitoring und sind nicht quartalsweise verfügbar.

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

Es handelt sich bei den Quartalswerten kostenseitig um Schätzungen der Netzbetreiber auf der Grundlage von Ist-Werten für Maßnahmen, die im jeweiligen Zeitraum angefallen sind. Der jährliche Monitoringwert ist ein, aufgrund des größeren zeitlichen Versatzes der Meldung gegenüber den einzelnen Quartalsmeldungen, präziserer Kostenwert. Der Gesamtjahreswert kann deshalb von der Summe der einzelnen Quartale abweichen. Die Werte für die Vorhaltung von Netzreservekraftwerken stammen weitestgehend aus den Meldungen an die Bundesnetzagentur zur Feststellung des Bedarfs an Netzreserve³.

Es ist darauf hinzuweisen, dass die Angaben für 2018 und das erste Quartal 2019 teilweise noch 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 Regelungsinhalt	§ 13 Abs. 1, § 13 a Abs. 1, § 13b Absatz 4 EnWG: Netz- und marktbezogene Maßnahmen: Netzschaltungen, wie beispielsweise Regelenergie, ab- und zuschaltbare Lasten, Redispatch und Countertrading, Netzreserveeinsätze	§ 13 Abs. 2, 3 S. 3 EnWG i.V.m. §§ 14, 15 EEG, für KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG Einspeisemanagement: Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen	§ 13 Abs. 2 EnWG: Anpassung von Stromeinspeisungen, Stromtransiten und Stromabnahmen
Vorgaben für betroffene Anlagenbetreiber	Maßnahmen nach vertraglicher Vereinbarung mit dem Netzbetreiber mit Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 1, § 13 a Abs. 1, § 13c EnWG	Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 2, 3 S. 3 EnWG i.V.m. §§ 14, 15 EEG, für KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG	Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers ohne Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 2 EnWG
Umfang im Berichtszeitraum	Redispatch Gesamtmenge Erhöhungen + Reduzierungen von Marktkraftwerken und Erhöhung Reservekraftwerken (ohne Probestarts und Testfahrten): In GWh Q1 2019: 5.032	Ausfallarbeit der EEG-vergüteten Anlagen (ÜNB und VNB): In GWh Q1 2019: 3.265	Abgeregelte Menge durch Anpassungsmaßnahmen (ÜNB und VNB): In GWh Q1 2019: 5,1
Kostenschätzung im Berichtszeitraum	Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch, Countertrading sowie Einsatz Netzreservekraftwerke: in Mio EUR Q1 2019: 108,7	Vorläufige geschätzte Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG (ÜNB und VNB): in Mio EUR Q1 2019: 364,2	Keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber bei Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG
Gesamtkosten	472,9 Mio. EUR		

Tabelle 1 Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG im ersten Quartal 2019

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen der Jahre 2015 bis Quartal 1 2019

	Redispatch			Netzreservekraftwerke				EinsMan		Anpassungen von Strom-einspeisung
	Gesamtmenge Markt-kraftwerke in GWh ¹	Kosten-schätzung Redispatch in Mio. Euro ^{2,3}	Kosten-schätzung Counter-trading in Mio. Euro ³	Menge in GWh ⁴	Kosten-schätzung Abruf in Mio. Euro ³	Leistung ⁵ in MW	Jährliche Vorhalte- und abruf-unabhängige Kosten in Mio. Euro ⁶	Menge Ausfall-arbeit in GWh ⁷	Schätzung Entschä-digungen in Mio. Euro	Menge in GWh
2015	15.436	411,9	23,5	551	65,5	7.660	162,3	4.722	478,1	26,5
Quartal 1	3.329	119,0		95				1.135	116,9	8,7
Quartal 2	1.811	36,0		53				737	76,6	4,7
Quartal 3	3.336	88,6		-				815	82,8	6,2
Quartal 4	6.961	158,9		403				2.036	201,8	6,6
2016	11.475	222,6	12,0	1.209	102,9	8.383	182,8	3.743	372,7	4,1
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	351,5	36,0	904	85,2	6.598	330,3	5.403	635,4	8,3
Quartal 1	2.781	63,7	5,7	625	57,8			1.971	227,7	0,9
Quartal 2	2.100	33,4	3,9	128	11,2			945	102,2	4,1
Quartal 3	2.969	80,5	5,4	120	11,9			723	78,3	1,2
Quartal 4	7.024	173,9	21,0	31	4,3			1.764	227,2	2,1
2019						6.598	178,2			
Quartal 1	4.946	89,6	11,3	126	7,7			3.265	364,2	5,1

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

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

2 Kostenschätzung der ÜNB auf Basis von Ist-Maßnahmen.

3 Die Gesamtjahreskosten können von der Summe der einzelnen Quartalswerten abweichen, da Aktualisierungen auf jährlicher Basis erfolgen. Wird die quartalsweise Aufschlüsselung nicht angezeigt, liegen die Werte 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 Q1 2019

3 Erstes Quartal 2019

3.1 Zusammenfassung für das erste Quartal 2019

3.1.1 Redispatch

Die gesamten Einspeisereduzierungen beliefen sich im ersten Quartal 2019 auf 2.676 GWh, die Einspeiserhöhungen von Marktkraftwerken auf 2.270 GWh und der Einsatz von Reservekraftwerken auf 86 GWh⁴. Die für die Marktkraftwerke angefallenen Kosten liegen nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei etwa 89,6 Mio. Euro zzgl. rund 11,3 Mio. Euro für Countertrading- Maßnahmen. Die Redispatchkosten im ersten Quartal 2019 liegen damit über den Kosten im ersten Quartal 2018 (Q1 2018: 69,4 Mio. Euro). Insgesamt wurden Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von rund 5.032 GWh angefordert. Die Anforderungen liegen damit über denen des ersten Quartals 2018 (Q1 2018: 3.227 GWh). Es wurden 3.066 GWh auf Basis von Einzelüberlastungen und 1.967 GWh auf Basis des 4-ÜNB Prozesses abgerufen. Die summierte Dauer über alle – auch parallel laufende - Einzelüberlastungsmaßnahmen lag im ersten Quartal 2019 bei 3.506 Stunden. Bei Betrachtung der inländischen Kraftwerkseinsätze wurden die Energieträger Braunkohle (698 GWh; rund 4.970 Stunden⁵) und Steinkohle (693 GWh; rund 2.270 Stunden⁵) im ersten Quartal 2019 am meisten abgeregelt. Bei den Einspeiserhöhungen wurden mit 1.072 GWh insbesondere Steinkohlekraftwerke eingesetzt (rund 4.180 Stunden⁵), weitere 516 GWh wurden über Erdgaskraftwerke erbracht (rund 2.190 Stunden⁵).

3.1.2 Einsatz Netzreservekraftwerke⁶

Insgesamt wurden im ersten Quartal 2019 an 39 Tagen Netzreserveabrufe mit einer Gesamtarbeit von rund 126 GWh⁷ getätigt. Nach einer ersten Schätzung der ÜNB lagen die Kosten für den Abruf bei 7,7 Mio. Euro. Die Einsatztage bewegten sich damit auf einem niedrigeren Niveau als im ersten Quartal 2018 (Q1 2018: 57 Tage), die geleistete Arbeit hat sich um etwa 499 GWh reduziert (Q1 2018: 625 GWh).

3.1.3 Einspeisemanagement (EinsMan)

Im ersten Quartal 2019 ist die Summe der Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen mit rund 3.265 GWh auf hohem Niveau. Vergleicht man diesen Wert mit dem ersten Quartal 2018, so ergibt sich eine Steigerung der Menge an Ausfallarbeit um rund 1.294 GWh (Q1 2018: 1.971 GWh).

Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für das erste Quartal 2019 auf rund 364 Mio. Euro und sind somit im Vergleich zum ersten Quartal 2018 um rund 137 Mio. Euro gestiegen (Q1 2018: 228 Mio. Euro).

⁴ 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 126 GWh.

⁵ Unter Berücksichtigung parallel laufender Kraftwerkseinsätze, die Angaben stehen deshalb nicht im Bezug zu den 2.160 Stunden eines Quartals.

⁶ Detaillierte Informationen zur Netzreserve: www.bundesnetzagentur.de/netzreserve

⁷ Dieser Wert enthält Probe- und Testfahrten.

Der starke Anstieg der Ausfallarbeit ist vor allem auf ein sehr windreiches erstes Quartal 2019 zurückzuführen, in dem allein die durch Windkraft erzeugte Strommenge um rund 21 Prozent höher lag als im Vorjahresquartal (Q1 2019: 41.710 GWh; Q1 2018: 33.072 GWh)⁸.

3.1.4 Anpassungsmaßnahmen

Im ersten Quartal 2019 haben vier Verteilernetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen angewiesen. Dabei kam es in drei Bundesländern zu Anpassungen von Stromeinspeisungen im Umfang von rund 5,1 GWh.

Im Vergleich zum ersten Quartal 2018 hat sich die Menge der Anpassungsmaßnahmen um rund 4 GWh erhöht (Q1 2018: 0,93 GWh). Die per definitionem entschädigungslosen Maßnahmen erfolgen zumeist in besonderen Erzeugungs- und Netzkonstellationen, die nicht verallgemeinerungsfähig sind.

⁸ Werte für die realisierte Wind-Erzeugung (onshore/offshore) erfolgt auf Basis der bei SMARD.de veröffentlichten Daten.

3.2 Redispatchentwicklung im ersten Quartal 2019

Die gesamten Einspeisereduzierungen beliefen sich im ersten Quartal 2019 auf 2.676 GWh, die Einspeiserhöhungen von Marktkraftwerken auf 2.270 GWh und der aufgrund von Engpässen angeforderte Einsatz von Reservekraftwerken auf 86 GWh⁹. Insgesamt wurden Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von 5.032 GWh angefordert. Im Vergleich zum ersten Quartal 2018 ist die Menge der Anforderungen demnach gestiegen (vgl. Tabelle 3).. Bei Betrachtung der inländischen Kraftwerkseinsätze wurden die Energieträger Braunkohle (698 GWh; rund 4.970 Stunden¹⁰) und Steinkohle (693 GWh; rund 2.270 Stunden¹⁰) im ersten Quartal 2019 am meisten abgeregelt. Bei den Einspeiserhöhungen wurden mit 1.072 GWh insbesondere Steinkohlekraftwerke eingesetzt (rund 4.180 Stunden¹⁰), weitere 516 GWh wurden über Erdgaskraftwerke erbracht (rund 2.190 Stunden¹⁰).

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

	Q1 2019	Q1 2018
Gesamt	5.032	3.227
Aufteilung nach Absenkung/Erhöhung	5.032	3.227
davon Einspeisereduzierungen	2.676	1.726
davon Einspeiserhöhungen	2.356	1.501
davon Marktkraftwerke	2.270	876
davon Reservekraftwerke (ohne Testfahrten/Probearbeits)	86	625
Aufteilung nach Maßnahmenart	5.032	3.227
Einzelüberlastungsmaßnahmen	3.066	1.720
4-ÜNB Maßnahmen	1.967	1.507
Aufteilung nach Maßnahmengrund	5.032	3.227
Spannungsbedingt	127	125
Strombedingt	4.905	3.102
Aufteilung nach geographischer Komponente	5.032	3.227
Nicht Grenzüberschreitend	3.948	2.383
Grenzüberschreitend	1.084	844
davon Countertrading	723	341

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

⁹ Dieser Gesamtwert über den Einsatz von Netzreservekraftwerken enthält keine Probearbeits 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 126 GWh.

¹⁰ Unter Berücksichtigung parallel laufender Kraftwerkseinsätze, die Angaben stehen deshalb nicht im Bezug zu den 2.160 Stunden eines Quartals.

Im ersten Quartal 2019 betrug

- die maximale zeitgleiche Leistungsanforderung zur Reduzierung der Einspeisung 6.403 MW und
- die maximale zeitgleiche Leistungsanforderung zur Erhöhung der Einspeisung 6.510 MW.

Die für die Marktkraftwerke angefallenen Kosten lagen im ersten Quartal 2019 nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei rund 89,6 Mio. Euro (ohne Countertradingkosten [siehe dazu Kapitel 3.2.3]) und damit über den Kosten für das erste Quartal 2018 (Q1 2018: 63,7 Mio. Euro).

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

Vorläufige Kostenschätzung für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken im ersten Quartal 2019

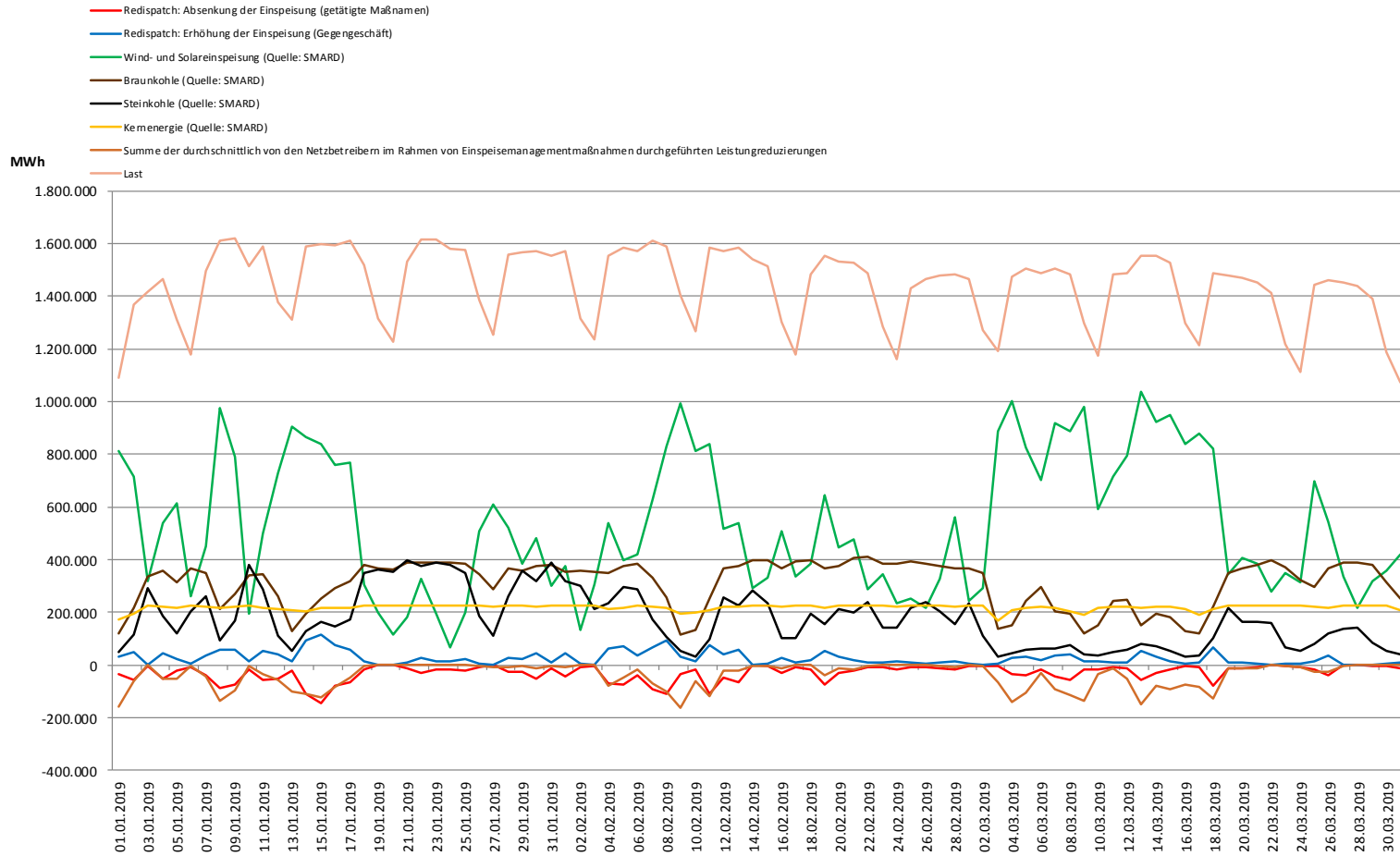
Netzgebiet	Geschätzte Kosten in Mio. Euro
Regelzone TenneT	70,7
Regelzone 50Hertz	10,4
Regelzone TransnetBW	0,1
Regelzone Amprion	8,4
Gesamt	89,6

Tabelle 4 Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch-Maßnahmen mit Marktkraftwerken (ohne Countertradingkosten) im ersten 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 ersten Quartal 2019 wurden rund 61 Prozent der Einzelüberlastungsmaßnahmen aufgrund von Überlastungen in einer Regelzone oder auf Kuppelleitungen durchgeführt. Auf die 4-ÜNB Maßnahmen entfielen die restlichen 39 Prozent der Maßnahmen.

Tägliche Erzeugungsmenge je Energieträger und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im Q1 2019 in MWh¹



Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

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

Abbildung 1 Erzeugung und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im ersten 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 1.133 GWh abgeregelt und 833 GWh heraufgefahren. 4-ÜNB Maßnahmen wurden in 926 Stunden von den insgesamt 2.160 Stunden des Quartals durchgeführt. Der Anteil dieser Maßnahmen an der gesamten Redispatch- und Netzreservemenge macht demnach 39 Prozent aus. Dabei wurden nur strombedingte Redispatch-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 5 zeigt dabei diejenigen Netzelemente oder Netzgebiete, die im zweiten Berechnungslauf der Modellierung für das erste 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), erstes Quartal 2019**

Betroffene Netzgebiete	Regelzone	Dauer in Stunden
Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr)	TenneT/Amprion	
Dörpen West-Niederlangen-Meppen weiß		1.399
Dörpen West-Hanekenfähr blau		1.393
Meppen_Dörpen West-Emsland O weiß		1.382
Hanekenfähr_Dörpen West-Emsland W blau		1.315
Hanekenfähr_Meppen-Meppen		1.032
Stromkreis Bergshausen - Borken	TenneT	
Bergshausen-Borken 2		1.180
Bergshausen-Borken 1		1.170
Landesbergen (Landesbergen-Wechold-Sottrum)	TenneT	
Landesbergen-Sottrum 2		950
Landesbergen-Wechold-Sottrum 1		680
Landesbergen-Wechold-Sottrum 2		679
Bärwalde-Schmölln	50Hertz	
Bärwalde-Schmölln 552		1.027
Bärwalde-Schmölln 551		1.003
Mecklar - Dipperz	TenneT	
Dipperz-Mecklar 2		965
Dipperz-Mecklar 1		965
Großkrotzenburg - Dettingen/Urberach	TenneT/Amprion	
Großkrotzenburg-Dettingen 1		332
Großkrotzenburg-Urberach 2		331
Dettingen_Grosskrotzenburg-Untermain S		311
Urberach_Grosskrotzenburg-Untermain N		308
Ovenstädt-Bechterdissen (Ovenstädt-Eickum-Bechterdissen)	TenneT	
Bechterdissen-Ovenstädt 3		923
Eickum-Ovenstädt 4		263
Dollern-Sottrum	TenneT	
Dollern-Sottrum schwarz		623
Dollern-Sottrum grün		367
Grohnde - Vörden - Bergshausen	TenneT	
Grohnde-Vörden-Bergshausen 1		678
Leitung Hamburg Nord - Hamburg Ost	50Hertz	
Hamburg Ost - Hamburg Nord 961		669
Dipperz - Großkrotzenburg	TenneT	
Dipperz-Großkrotzenburg 2		269
Dipperz-Großkrotzenburg 1		269
Grohnde - Würgassen	TenneT	
Grohnde-Würgassen 2		361
Stromkreis Lehrte - Godenau	TenneT	
Godenau-Lehrte 1		314
Stromkreis Bechterdissen - Gütersloh	TenneT/Amprion	
Gütersloh_Bechterdissen-Senne Süd 1		307
Stromkreis Landesbergen - Ovenstädt	TenneT	
Landesbergen-Ovenstädt 4		305
Gronau-Hanekenfähr	Amprion	
Gronau_Hanekenfähr-Gronau W		298
Göttingen-Hardeggen-Erzhausen-Lehrte	TenneT	
Göttingen-Hardeggen-Erzhausen-Lehrte 2		272

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

3.2.2 Einzelüberlastungsmaßnahmen

Die Menge der Einspeisereduzierungen durch Einzelüberlastungsmaßnahmen umfasste im ersten Quartal 2019 ein Volumen von ca. 1.543 GWh. Die zum Ausgleich getätigten Anpassungen durch Einspeiserhöhungen beliefen sich auf ca. 1.523 GWh. Damit betrug die gesamte Menge dieser Redispatcheingriffe (Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen) im ersten Quartal 2019 rund 3.506 GWh.

Für das erste Quartal 2019 wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen durch Einzelüberlastungen in einer Regelzone mit einer Gesamtdauer von rund 3.506 Stunden gemeldet. Da alle und somit auch parallel laufende Maßnahmen zur Behebung der Engpässe erfasst werden, ergibt sich dieser Summenwert der Stunden für alle Maßnahmen und steht nicht im Bezug zu den 8.760 Stunden eines Jahres. Insgesamt wurden an 88 Tagen des Quartals entsprechende Eingriffe angewiesen.

Nachfolgende Tabelle 6 fasst die Angaben zum Redispatch durch Einzelüberlastungsmaßnahmen im ersten Quartal 2019 zusammen.

Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen im ersten Quartal 2019

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge Einspeisereduzierungen in GWh ¹	Gesamtmenge (Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen) in GWh
Regelzone TenneT	3043	1.404	2.787
Regelzone 50Hertz	117	26	50
Regelzone TransnetBW	13	0	1
Regelzone Amprion	332	113	228
Gesamt	3506	1.543	3.066

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

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

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

3.2.2.1 Strombedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen

In der Mehrzahl mussten im ersten Quartal 2019 strombedingte Redispatch-Maßnahmen durchgeführt werden. In Summe wurden für diese Maßnahmen entsprechende Überlastungen mit einer Gesamtdauer von 2095 Stunden gemeldet und Maßnahmen mit einem Volumen an Einspeisereduzierungen von 1.147 GWh veranlasst.

Tabelle 7 zeigt, dass für Einzelüberlastungsmaßnahmen die stärksten Überlastungen im ersten Quartal 2019 auf den Leitungen zwischen Dipperz-Großkrotzenburg und zwischen Dörpen und Hanekenfähr auftraten.

Die Nummerierung der in Tabelle 7 dargestellten Netzelemente ist nicht als Rangfolge zu verstehen, da sich aufgrund der nicht dargestellten Maßnahmen aus den 4-ÜNB-Vorab-Maßnahmen eine Verschiebung der Mengen ergeben würde. Die Nummern dienen der Identifizierung der Netzelemente in der Karte (Abbildung 2), welche die kritischen Netzelemente (Anzahl der Stunden je Leitung ≥ 12 und Einspeisereduzierungen > 10 GWh) aus der Tabelle ihrer jeweiligen geographischen Lage zuordnet.

Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im ersten Quartal 2019

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone	Dauer (in Std.)	Menge Einspeisereduzierungen (in GWh)	Menge Einspeiserhöhung (in GWh)
1	Dipperz - Großkrotzenburg	TenneT	869	686	672
2	Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr)	TenneT/Amprion	378	166	164
3	Ovenstädt-Bechterdissen (Ovenstädt-Eickum-Bechterdissen)	TenneT	152	109	107
4	Flensburg-Kassø/Ensted (DK)	TenneT	140	20	20
5	Sechtem (Sechtem-Paffendorf-Oberzier)	Amprion	99	19	17
6	Landesbergen (Landesbergen-Wechold-Sottrum)	TenneT	78	29	28
7	Grohnde - Vörden - Bergshausen	TenneT	49	34	34
8	Streumen - Röhrsdorf	50Hertz	36	6	6
9	Stromkreis Kriegenbrunn - Redwitz	TenneT	31	7	7
10	Borken/Gießeln	TenneT	30	10	10
11	Irsching-Zolling	TenneT	28	2	2
12	Mecklar - Dipperz	TenneT	27	8	8
13	Altheim (Altheim-Sittling, Altheim-Simbach-Sankt Peter (AT))	TenneT	23	5	5
14	Bürstadt-Lambsheim	Amprion	19	6	10
15	Dollern-Wilster	TenneT	14	6	6
16	Leitung Hamburg Nord - Hamburg Ost	50Hertz	14	5	5
17	Stromkreis Landesbergen - Ovenstädt	TenneT	13	7	7

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

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

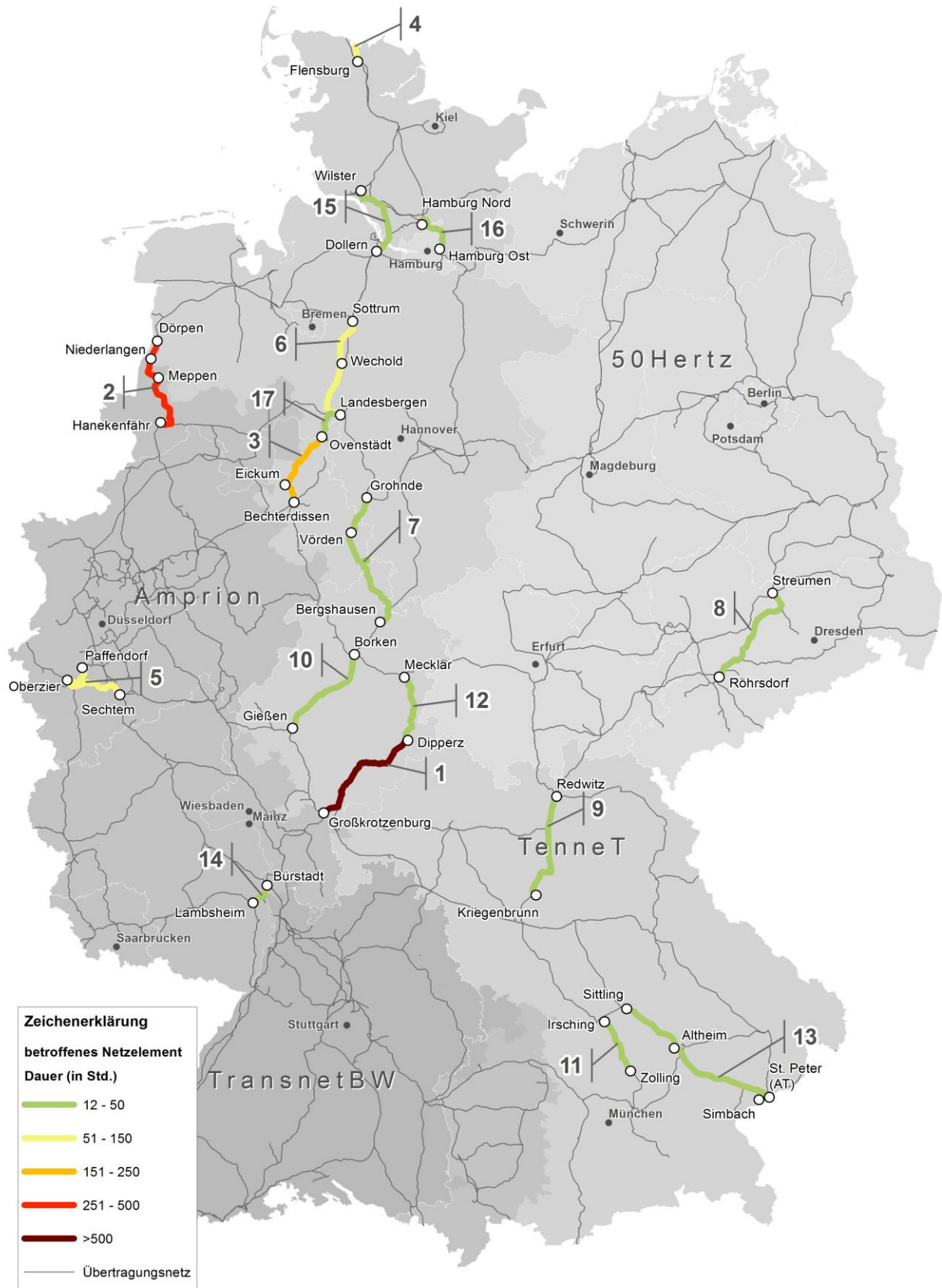


Abbildung 2 Dauer von strombedingten Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im ersten Quartal 2019 gemäß Meldungen der ÜNB

3.2.2.2 Spannungsbedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen

Neben den strombedingten Redispatch-Maßnahmen wurden im ersten Quartal 2019 spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen von insgesamt etwa 324 Stunden gemeldet. Das Volumen der getätigten Maßnahmen belief sich dabei auf ca. 63 GWh. Hinzu kommen Gegengeschäfte in Höhe von ca. 64 GWh. Der Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch ist im Vergleich zum ersten Quartal 2018 auf gleichem Niveau. Die Dauer ist im Vergleich zum ersten Quartal 2018 um 2 Stunden (Q1 2018: 322 Stunden) und die Menge der getätigten Maßnahmen (ohne Gegengeschäft) ist um 2 GWh gestiegen (Q1 2018: 61 GWh). Laut ÜNB ist in den Wintermonaten allgemein mit einem niedrigeren Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch als in den Sommermonaten zu rechnen. Eine genaue Aufteilung der betroffenen Netzelemente und Netzgebiete ist Tabelle 8 zu entnehmen.¹¹

Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im ersten Quartal 2019

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge getätigte Maßnahmen in GWh
Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte	285	117
davon Dipperz-Großkrotzenburg	186	85
davon Netzgebiet Oberbayern	46	11
davon Netzgebiet Ovenstädt-Bechterdissen-Borken (Spannung)	46	19
davon Borken/Gießen	05	2
davon Conneforde	02	0
Regelzone TransnetBW	09	1
davon Altbach (Altbach Trafo, Altbach-Wendlingen, Altbach-Mühlhausen)	09	1
Regelzone 50Hertz	29	10

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

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 8: Spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen im ersten Quartal 2019

¹¹ 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 ersten Quartal 2019 rund 723 GWh der Redispatchgesamtmenge aus und sind Bestandteil der Einzelüberlastungsmaßnahmen. Die Kosten für Countertrading lagen bei rund 11,3 Mio. Euro.

3.2.4 Einsatz Netzreserve

Insgesamt wurden im ersten Quartal 2019 an 39 Tagen Netzreserveabrufe mit einer Gesamtarbeit von rund 126 GWh¹² 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 7,7 Mio. Euro im ersten Quartal 2019. Die Einsatztage bewegten sich damit auf einem deutlich niedrigeren Niveau als im ersten Quartal 2018 (Q1 2018: 57 Tage), die geleistete Arbeit hat sich um etwa 499 GWh reduziert (Q1 2018: 625 GWh).

Tabelle 9 enthält eine Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im ersten Quartal 2019. Der „Einsatz-Durchschnitt in MW“ zeigt eine durchschnittlich angeforderte Leistung pro Einsatztag. Dieser Durchschnittswert war im März 2019 mit 207 MW am höchsten. Die maximale Leistungsanforderung der Netzreservekraftwerke lag mit 865 MW im Februar 2019.

Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im ersten Quartal 2019

	Tage	Einsatz-Durchschnitt in MW	Maximale Leistungsanforderung in MW	MWh Summe
Januar	19	201	700	69.977
Februar	10	186	865	25.984
März	10	207	590	30.205
Gesamt	39			126.166

Quelle: Redispatch-Kraftwerkseinsatzmeldungen der ÜNB an die Bundesnetzagentur

Tabelle 9: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im ersten Quartal 2019¹³

¹² Dieser Wert enthält Probe- und Testfahrten.

¹³ 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.

3.2.5 Kraftwerkseinsätze Redispatch

Im ersten Quartal 2019 wurde von inländischen Markt- und Reservekraftwerken eine Gesamtmenge von 3.962 GWh (1.899 GWh Einspeisereduzierungen und 2.063 GWh Einspeiserhöhungen) zur Behebung von Netzengpässen erbracht.

Abbildung 3 zeigt die Energieträger der zum Redispatch herangezogenen Kraftwerke. Den Energieträger Braunkohle betrafen dabei knapp 37 Prozent, den Energieträger Steinkohle knapp 36% der abgesenkten Mengen im ersten Quartal 2019. Bei den Einspeiserhöhungen wurden mit 56% im ersten 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“.

Kraftwerkseinsätze im deutschen Stromnetz zum Redispatch nach Energieträgern im ersten Quartal 2019, in GWh

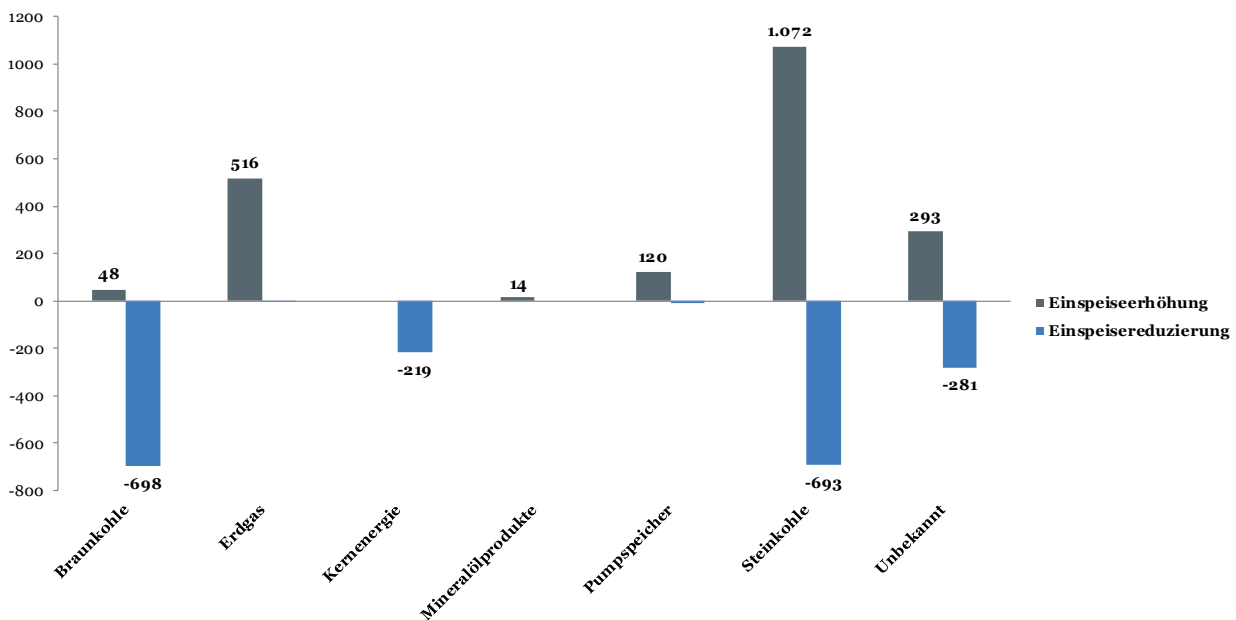
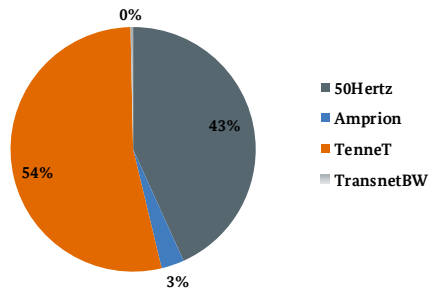


Abbildung 3: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im ersten Quartal 2019

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 4 zeigt die Verteilung der Kraftwerksanweisung auf die einzelnen ÜNB unabhängig von der Lokalisation der auslösenden Ursache. Diese kann in einer anderen Regelzone liegen. Der Einsatz wird dann von dem dort verantwortlichen ÜNB oder bei 4-ÜNB Vorab-Maßnahmen gemeinschaftlich bei dem ÜNB angefordert, in dessen Regelzone das benötigte Kraftwerk liegt. Im ersten Quartal 2019 wurden 54 Prozent der reduzierten Mengen von TenneT angewiesen, gefolgt von 50Hertz (43 Prozent). Von Amprion (3 Prozent) wurden im Vergleich deutlich weniger Einspeisereduzierungen angewiesen. TransnetBW hat nahezu keine Einspeisereduzierungen angewiesen. Der Hauptteil der Einspeiserhöhungen von inländischen Markt- und Reservekraftwerken entfiel mit einem

Anteil von 39 Prozent auf die TransnetBW-Regelzone. In der TenneT -Regelzone wurden 36 Prozent der Einspeiserhöhungen vorgenommen.

Einspeisereduzierung im ersten Quartal 2019



Einspeiserhöhung im ersten Quartal 2019

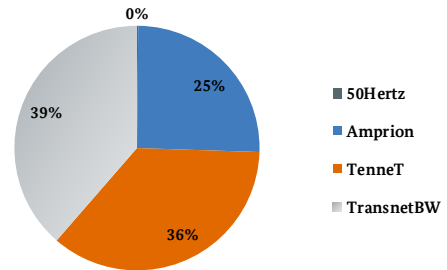


Abbildung 4 Angewiesene Einspeisereduzierungen und -erhöhungen nach Regelzone im ersten Quartal 2019 als Anteil an der gesamten reduzierten bzw. erhöhten Redispatchmenge.

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

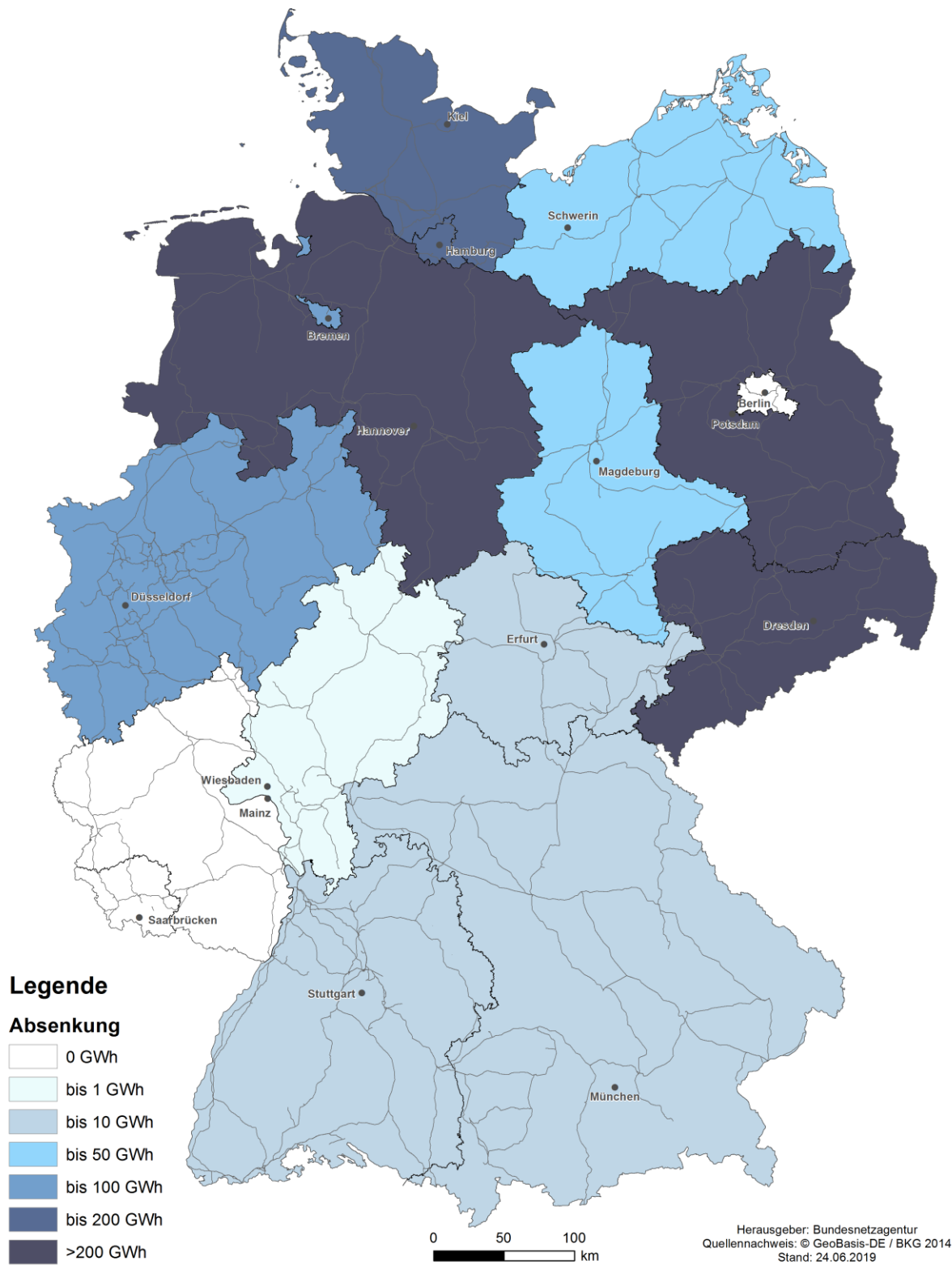


Abbildung 5 Kraftwerksreduzierungen auf Anweisung der deutschen ÜNB im ersten Quartal 2019

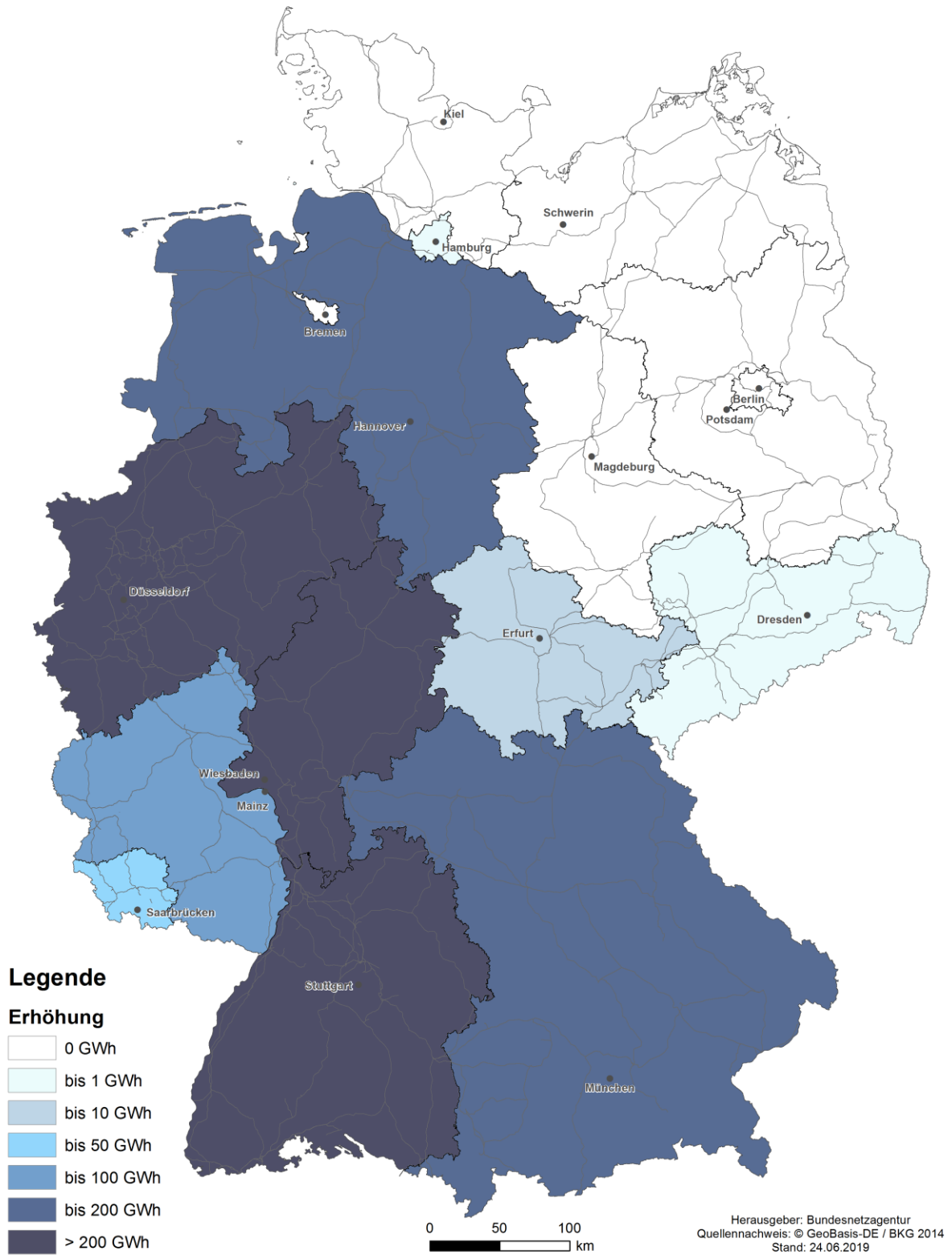


Abbildung 6 Kraftwerkserhöhung auf Anweisung der deutschen ÜNB im ersten Quartal 2019

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

Im ersten Quartal 2019 wurden durch die ÜNB und VNB rund 3.265 GWh Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen gemeldet. Vergleicht man diesen Wert mit dem ersten Quartal 2018, so ergibt sich eine Steigerung der Menge an Ausfallarbeit um rund 1.294 GWh (Q1 2018: 1.971 GWh).

Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für das erste Quartal 2019 auf rund 364 Mio. Euro und sind somit im Vergleich zum ersten Quartal 2018 um rund 137 Mio. Euro gestiegen (Q1 2018: 228 Mio. Euro).

Die im Vergleich zum ersten sowie zum vierten Quartal 2018 sehr hohe Ausfallarbeit ist im Wesentlichen auf das hohe Windaufkommen im ersten Quartal 2019 zurückzuführen. Beispielhaft liegt dieses für den Januar 2019 um ca. 22% höher als im Dezember 2018 und um ca. 32% höher als im Januar 2018. Durch das erhöhte Windaufkommen ist die Ausfallarbeit dementsprechend deutlich gestiegen.

3.3.1 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern

Rund 48 Prozent der Ausfallarbeit und rund 52 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche entfallen im ersten Quartal 2019 auf Schleswig-Holstein. Es folgen Niedersachsen mit rund 32 Prozent und Sachsen-Anhalt mit rund 7 Prozent der Ausfallarbeit. Die restlichen Abregelungen verteilen sich, wie in nachfolgender Tabelle dargestellt, auf zehn weitere Bundesländer.

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

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro		Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	
			Prozentuale Verteilung				Prozentuale Verteilung	
	Quartal 1 2019				Quartal 1 2018			
Schleswig-Holstein	1.799,08	55,1%	190.935.654	52,4%	1.016,36	51,6%	108.366.843	47,6%
Niedersachsen	794,65	24,3%	115.520.164	31,7%	571,34	29,0%	87.802.083	38,6%
Sachsen-Anhalt	234,76	7,2%	20.106.248	5,5%	66,35	3,4%	5.649.362	2,5%
Brandenburg	177,26	5,4%	15.519.664	4,3%	131,34	6,7%	12.124.436	5,3%
Nordrhein-Westfalen	157,76	4,8%	13.568.486	3,7%	121,68	6,2%	7.731.234	3,4%
Mecklenburg-Vorpommern	59,59	1,8%	5.196.460	1,4%	52,74	2,7%	4.883.436	2,1%
Hessen	25,01	0,8%	2.028.507	0,01	-	-	-	-
Thüringen	8,11	0,2%	716.340	0,2%	-	-	-	-
Rheinland-Pfalz	3,37	0,1%	356.665	0,10%	-	-	-	-
Baden-Württemberg	2,92	0,1%	42.086	0,0%	2,06	0,1%	175.215	0,1%
Bayern	1,85	0,1%	175.855	0,05%	0,50	0,0%	63.364	0,03%
Sachsen	0,22	0,0%	16.270	0,00%	0,25	0,0%	22.206	0,01%
Saarland	0,01	0,0%	-	-	-	-	-	-
Hamburg	-	-	-	-	8,25	0,4%	833.225	0,37%
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	3.264,60	100%	364.182.399	100%	1.970,87	100%	227.651.403	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

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

3.3.2 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern

Der Energieträger Wind an Land (onshore) ist mit rund 77 Prozent der gesamten Ausfallarbeit und rund 59 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 ersten Quartal 2019 bei rund sieben Prozent.¹⁴

Weitere rund 22 Prozent der gesamten Ausfallarbeit fallen im ersten Quartal 2019 auf den Energieträger Wind auf See (offshore), der 39 Prozent der geschätzten Entschädigungsansprüche generiert. Vergleicht man die Werte für den Energieträger Wind auf See (offshore) mit dem ersten Quartal 2018, so ergibt sich eine Erhöhung der Menge an Ausfallarbeit um rund 202 GWh (Q1 2018: 594 GWh) und eine Steigerung der geschätzten Entschädigungsansprüche um rund 46 Mio. Euro (Q1 2018: 96 Mio. Euro). Im Verhältnis zur Einspeisung¹⁵ von Offshore Windenergieanlagen lag die Abregelung im ersten Quartal 2019 bei rund elf Prozent.

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

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

¹⁵ Die Ermittlung des Verhältnisses erfolgt auf Basis der bei SMARD.de veröffentlichten Daten für die realisierte Einspeisung.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im ersten Quartal 2019 und ersten 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 1 2019				Quartal 1 2018			
Wind (onshore)	2.520,17	77,2%	215.073.474	59,1%	1.431,34	72,6%	124.873.759,15	54,9%
Wind (offshore)	709,72	21,7%	141.943.969	39,0%	507,63	25,8%	96.233.219,44	42,3%
Solar	21,41	0,7%	4.625.148	1,3%	13,89	0,7%	3.539.207,20	1,6%
Biomasse einschl. Biogas	12,59	0,4%	2.476.978	0,7%	16,63	0,8%	2.905.647,03	1,3%
KWK-Strom	0,33	0,0%	26.029	0,0%	1,05	0,1%	73.269,98	0,0%
Laufwasser	0,25	0,0%	27.733	0,0%	0,01	0,0%	1.075,43	0,0%
Deponie-, Klär- und Grubengas	0,09	0,0%	7.320	0,0%	0,31	0,0%	23.317,79	0,0%
Energieträger unbekannt	-	-	-	-	0,02	0,00	1.907,34	0,0%
Gesamt	3.264,57	100%	364.180.650	100%	1.970,87	100%	227.651.403	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

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

3.3.3 Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen

Im ersten Quartal 2019 wurden 77,5 Prozent der Ausfallarbeit in den Verteilernetzen abgeregelt. Bei 22,5 Prozent wurden Anlagen abgeregelt, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Diese Verteilung stellt jedoch nicht dar, auf welcher Netzebene die Maßnahmen verursacht wurden und welche Netzebene die Entschädigungsansprüche tragen muss. Nach dem Anforderprinzip muss derjenige Netzbetreiber die Kosten in seiner Erlösbergrenze geltend machen, bei dem die Netzbelastung auftritt und nicht derjenige, in dessen Netzgebiet die Abregelung tatsächlich stattfindet. Letztlich tragen also diejenigen Letztverbraucher im Netzgebiet des verursachenden Netzbetreibers die Kosten. Die hohe Menge der im Verteilernetz abgeregelten erneuerbaren Erzeugung darf deshalb nicht zu dem Rückschluss führen, dass die Ursache der Abregelung überwiegend im Verteilernetz zu sehen ist. Hier zeigt sich 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 erste Quartal 2019 sind die Werte in der folgenden Tabelle 12 dargestellt und zeigen, dass die Verursachung der Maßnahmen zu rund 86 Prozent den ÜNB und zu 14 Prozent den VNB zugeordnet werden kann.

In Tabelle 13 und Tabelle 14 werden die Abregelungen differenziert nach Bundesländern für das Übertragungsnetz und die Verteilernetze im ersten Quartal 2019 gegenüber dem ersten Quartal 2018 dargestellt.

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

	Anlagen im Übertragungsnetz	Anlagen im Verteilernetz
Ausfallarbeit in GWh	733,09	2.531,51
Prozentuale Verteilung (Ausfallarbeit)	22,5%	77,5%
Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber in Euro	144.130.806	220.050.109
Prozentuale Verteilung (Entschädigungsansprüche)	39,6%	60,4%
	Übertragungsnetz	Verteilernetz
Verursachung der Maßnahmen in GWh	2.816,27	448,33
Prozentuale Verteilung (Verursachung)	86,3%	13,7%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

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

Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im ersten Quartal 2019 und ersten 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 1 2019				Quartal 1 2018			
Niedersachsen	411,37	56,1%	82.233.808	57,1%	334,99	63,3%	64.468.947,88	65,5%
Schleswig-Holstein	298,84	40,8%	59.758.451	41,5%	172,62	32,6%	31.764.271,56	32,3%
Brandenburg	22,89	3,1%	2.138.548	1,5%	13,19	2,5%	1.332.442,50	1,4%
Hamburg	-	-	-	-	8,25	1,6%	833.224,75	0,8%
Mecklenburg-Vorpommern	-	-	-	-	0,02	0,00	-	-
Sachsen-Anhalt	-	-	-	-	-	-	-	-
Thüringen	-	-	-	-	-	-	-	-
Nordrhein-Westfalen	-	-	-	-	-	-	-	-
Sachsen	-	-	-	-	-	-	-	-
Baden-Württemberg	-	-	-	-	-	-	-	-
Rheinland-Pfalz	-	-	-	-	-	-	-	-
Hessen	-	-	-	-	-	-	-	-
Bayern	-	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	733,09	100%	144.130.806	100%	529,07	100%	98.398.887	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

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

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

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro		Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Euro	
			Prozentuale Verteilung				Prozentuale Verteilung	
	Quartal 1 2019				Quartal 1 2018			
Schleswig-Holstein	1.500,25	59,3%	131.177.203	59,6%	843,74	58,5%	76.602.571,24	59,3%
Brandenburg	154,37	6,1%	13.381.116	6,1%	118,15	8,2%	10.791.993,92	8,3%
Niedersachsen	383,28	15,1%	33.286.356	15,1%	236,35	16,4%	23.333.134,71	18,1%
Nordrhein-Westfalen	157,76	6,2%	13.568.486	6,2%	121,68	8,4%	7.731.233,74	6,0%
Sachsen-Anhalt	234,76	9,3%	20.104.764	9,1%	66,35	4,6%	5.649.361,58	4,4%
Mecklenburg-Vorpommern	59,59	2,4%	5.196.460	2,4%	52,72	3,7%	4.883.436,36	3,8%
Thüringen	8,11	0,3%	716.340	0,3%	-	0,0%	-	0,0%
Baden-Württemberg	2,92	0,1%	42.086	0,0%	2,06	0,1%	175.215,44	0,1%
Bayern	1,85	0,1%	175.855	0,1%	0,50	0,0%	63.363,77	0,0%
Rheinland-Pfalz	3,37	0,1%	356.665	0,2%	-	0,0%	-	0,0%
Sachsen	0,22	0,0%	16.270	0,0%	0,25	0,0%	22.205,90	0,0%
Hessen	25,01	0,01	2.028.507	0,01	-	-	-	-
Hamburg	-	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	0,01	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	2.531,51	100%	220.050.109	100%	1.441,80	100%	129.252.517	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

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

3.3.4 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen

Der nachstehenden Tabelle 15 ist die Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im ersten Quartal 2019 gegenüber dem ersten 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 Prozent¹⁶. 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 gleichzusetzen, dass Amprion keine EinsMan-Maßnahmen anfordert und Kosten für diese geltend machen kann. Bei erhöhter Windeinspeisung führt insbesondere die Belastung der Kuppelleitungen im Norden zwischen TenneT und Amprion zu EinsMan-Maßnahmen, die von Amprion mit angefordert werden.

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

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

¹⁶Vgl.: <https://Netztransparenz > EEG > Jahresabrechnungen>

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im ersten Quartal 2019 und ersten 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 1 2019				Quartal 1 2018			
TenneT	2.727,51	83,5%	317.711.073	87,2%	1.688,95	85,7%	201.665.170	88,6%
50Hertz	504,35	15,4%	43.678.804	12,0%	260,11	13,2%	23.633.555	10,4%
Amprion	29,83	0,9%	2.750.435	0,8%	19,75	1,0%	2.177.463	1,0%
TransnetBW	2,92	0,1%	42.086	0,0%	2,06	0,1%	175.215	0,1%
Gesamt	3.264,60	100%	364.182.399	100%	1.970,87	100%	227.651.403	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

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

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

Im ersten Quartal 2019 haben vier Verteilernetzbetreiber Anpassungen von Stromeinspeisungen nach § 13 Abs. 2 EnWG angewiesen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 5,1 GWh verteilt über drei Bundesländer. Im Vergleich mit dem ersten Quartal 2018 ist hier für das erste Quartal 2019 eine Steigerung um rund 4 GWh festzustellen.

Die Verteilung der abgeregelten Arbeit auf die verschiedenen Energieträger ist der nachstehenden Tabelle Tabelle 16 zu entnehmen.

Verteilung der Anpassungsmaßnahmen (Anpassungen von Stromeinspeisungen) nach Energieträgern im ersten Quartal 2019

Energieträger	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung
Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil)	5,05	98,6%
Erdgas	0,07	1,3%
KWK-Strom	0,002	0,0%
Gesamt	5,12	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

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

In der nachfolgenden Tabelle 17 ist die Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern zu sehen. Im ersten Quartal 2019 wurden nur in Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen Maßnahmen durchgeführt.

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

Bundesland	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh		Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	
	Quartal 1 2019	Prozentuale Verteilung	Quartal 1 2018	Prozentuale Verteilung
Brandenburg	4,90	95,7%	0,90	96,7%
Sachsen-Anhalt	0,15	2,9%	0,03	3,3%
Thüringen	0,07	1,5%	-	0,0%
Gesamt	5,12	100%	0,93	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

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

4 Hintergrund

Nach § 13 EnWG, der die Erfordernisse der Netz- und Systemverantwortung regelt, sind Netzbetreiber (ÜNB und VNB über § 14 Abs. 1 EnWG entsprechend) ermächtigt und verpflichtet, zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bestimmte Maßnahmen zu ergreifen. Zur Darstellung werden dabei drei verschiedene Maßnahmenkategorien unterschieden:

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

Gemäß § 13 Abs. 7 EnWG sind die ÜNB verpflichtet, die Regulierungsbehörde unverzüglich über die Gründe von nach § 13 EnWG durchgeführten Anpassungen und Maßnahmen zu unterrichten. Über die Bestimmung des § 14 Abs. 1 EnWG gilt diese Vorschrift für Verteilernetzbetreiber entsprechend.

Der Wandel der Erzeugungslandschaft und die Verzögerungen beim Netzausbau stellen hohe Anforderungen an die Stromnetze. Der Umfang von Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen hat deshalb in den vergangenen Jahren stark zugenommen. Diese Maßnahmen sind notwendig, um kritischen Netzsituationen entgegen zu wirken. Die Analyse und die Nachvollziehbarkeit des Vorgehens der verantwortlichen Netzbetreiber sind dabei eine wichtige Grundlage für die Bundesnetzagentur zur Wahrnehmung ihrer Aufgaben. Insbesondere für die Analyse des Bedarfs an Netzreservekapazitäten, die Netzausbauplanung auf den Ebenen der Übertragungs- und Verteilernetze sowie für die Koordination der Maßnahmen mit den Europäischen Nachbarn ist es wichtig, einen aktuellen Kenntnisstand über Art und Umfang der Maßnahmen zu haben. Für diese Zwecke wurden mehrere Datenmeldeverfahren zur Erfassung dieser Maßnahmen in einem unterjährigen Rhythmus etabliert:

1. Monatliche Datenmeldungen der Übertragungsnetzbetreiber zu den ergriffenen Redispatch-Maßnahmen im Zuge der Erfordernisse eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze nach § 13 Abs. 1 EnWG.
2. 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 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).

4.1 Redispatch

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

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

Redispatch 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 marktbasieren 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.¹⁷ 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 Kosten für Opportunitäten und Werteverzehr geltend machen.

Countertrading-Maßnahmen, die auch Bestandteil des Redispatch sind, haben das Ziel, Engpässe zwischen zwei Gebotszonen zu beheben. Dabei findet kein konkreter Eingriff in die Kraftwerkseinsätze statt, vielmehr wird über gezielte, gebotszonenübergreifende Handelsgeschäfte versucht, den Engpass auf der Grenzkuppelleitung zu entlasten. Aus diesem Grund sind Countertrading-Maßnahmen vornehmlich für diejenigen Engpassituationen 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

¹⁷ 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.

Kraftwerkseinsatzplanung ist unter anderem notwendig um Reservekraftwerke mit einer längeren Vorlaufzeit rechtzeitig anfordern zu können. Zudem ermöglicht die gemeinsame Optimierung Koordinierungsgewinne, so dass von einer effizienten Auswahl der eingesetzten Kraftwerke ausgegangen werden kann.

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

4.2 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.

4.3 Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG

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

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

4.4 Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG

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

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

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

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

Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Erzeugung und Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im ersten Quartal 2019	14
Abbildung 2 Dauer von strombedingten Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im ersten Quartal 2019 gemäß Meldungen der ÜNB	19
Abbildung 3: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im ersten Quartal 2019	22
Abbildung 4 Angewiesene Einspeisereduzierungen und –erhöhungen nach Regelzone im ersten Quartal 2019 als Anteil an der gesamten reduzierten bzw. erhöhten Redispatchmenge	23
Abbildung 5 Kraftwerksreduzierungen auf Anweisung der deutschen ÜNB im ersten Quartal 2019	24
Abbildung 6 Kraftwerkserhöhung auf Anweisung der deutschen ÜNB im ersten Quartal 2019	25

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG im ersten Quartal 2019	8
Tabelle 2 Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen der Jahre 2015 bis Q1 2019	9
Tabelle 3 Redispatch i.S.d. §13 Abs. 1 EnWG im ersten Quartal 2019 in GWh	12
Tabelle 4 Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch-Maßnahmen mit Marktkraftwerken (ohne Countertradingkosten) im ersten Quartal 2019	13
Tabelle 5 Überlastete Netzelemente im 4-ÜNB Prozess (2. Berechnungslauf, > 100 Stunden), erstes Quartal 2019	16
Tabelle 6: Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen nach ÜNB Regelzonen im ersten Quartal 2019	17
Tabelle 7: Strombedingte Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im ersten Quartal 2019	18
Tabelle 8: Spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen im ersten Quartal 2019	20
Tabelle 9: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im ersten Quartal 2019	21
Tabelle 10: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im ersten Quartal 2019 gegenüber dem ersten Quartal 2018	27
Tabelle 11: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im ersten Quartal 2019 gegenüber dem ersten Quartal 2018	29
Tabelle 12: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im ersten Quartal 2019	31
Tabelle 13: Regionale Verteilung der Abregelung durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im ersten Quartal 2019 und dem ersten Quartal 2018	32
Tabelle 14: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im ersten Quartal 2019 gegenüber dem ersten Quartal 2018	33

Tabelle 15: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im ersten Quartal 2019 gegenüber dem ersten Quartal 2018	35
Tabelle 16: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im ersten Quartal 2019	36
Tabelle 17: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im ersten Quartal 2019 gegenüber dem ersten Quartal 2018	36

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

18.07.2019

Text

Bundesnetzagentur
Referat 603 (Monitoringreferat)