

MARKTBEOBACHTUNG,
MONITORING
ELEKTRIZITÄT/GAS

Quartals- Bericht

Netzengpassmanagement
Zweites Quartal 2022



Bundesnetzagentur

2 Inhaltsverzeichnis

3 Kernaussagen zum zweiten Quartal 2022

6 Erläuterungen und Definitionen

Übersicht über durchgeführte Maßnahmen

8 Tabelle 1: Netzengpassmanagementmaßnahmen nach §13 EnWG

9 Tabelle 2: Netzengpassmanagementmaßnahmen

Bericht für das zweite Quartal 2022

10 Redispatchentwicklung

10 Tabelle 3: Redispatch i.S.d. § 13 Abs. 1 EnWG

11 Tabelle 4: Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch-Maßnahmen

12 4-ÜNB Vorab-Maßnahmen

12 Tabelle 5: Überlastete Netzelemente im 4-ÜNB Prozess

13 Einzelüberlastungsmaßnahmen

13 Tabelle 6: Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen nach ÜNB Regelzonen

14 Strombedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen

14 Tabelle 7: Strombedingte Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen

15 Karte zu 7: Dauer von strombedingten Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen

16 Spannungsbedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen

16 Tabelle 8: Spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen

Countertrading

17 Einsatz Netzreserve

17 Tabelle 9: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze

18 Kraftwerkseinsätze Redispatch

18 Tabelle 10: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern

19 Tabelle 11: Verteilung der Kraftwerkseinsätze nach Bundesländern

Einspeisemanagement nach §§14, 15 EEG

20 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern

20 Tabelle 12: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern

21 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern

21 Tabelle 13: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern

22 Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen

22 Tabelle 14: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen

23 Tabelle 15: Regionale Verteilung der Abregelung durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz

24 Tabelle 16: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen

25 Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen

25 Tabelle 17: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen

26 Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG

26 Tabelle 18: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger

27 Tabelle 19: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern

Netzengpassmanagement

Zweites Quartal 2022

Kernaussagen zum zweiten Quartal 2022

Netzengpassmanagementmaßnahmen tragen zur hohen Zuverlässigkeit des Elektrizitätssystems in Deutschland bei. Diese 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 Stromhandel mit anderen Staaten. Bei gleichzeitigen Verzögerungen im Netzausbau führen diese Veränderungen zu Netzbelastungen, zu deren Behebung die Netzbetreiber verpflichtet sind.

Maßnahmenvolumen

Das gesamte Maßnahmenvolumen für Netzengpassmanagement (strom- und spannungsbedingte Anpassungen durch Redispatch gegenüber konventionellen Kraftwerken, KWK-Anlagen, EE-Anlagen sowie Countertrading und Einsatz Netzreserve) liegt im zweiten Quartal 2022 bei 6.680 GWh

und ist im Vergleich zum Vorjahreszeitraum um zwölf Prozent gestiegen. Die absoluten Reduzierungen von Strom aus Erneuerbaren Energien lagen im zweiten Quartal 2022 bei 2.134 GWh und sind im Vergleich zum zweiten Quartal 2021 um rund 40 Prozent gestiegen (Q2 2021: 1.542 GWh). Zu rund 68 Prozent lag der verursachende Netzengpass dabei im Übertragungsnetz bzw. in der Umspannebene zwischen Übertragungs- und Verteilernetz. Betrachtet man die Verursachung der Abregelungen von Erneuerbaren Energien über mehrere Jahre, lässt sich erkennen, dass die Verursachung der Maßnahmen in den Verteilernetzen stetig zunimmt. Im Jahr 2017 betrug die Verursachung der Maßnahmen in den Verteilernetzen lediglich rund 11 Prozent und ist kontinuierlich bis zum Jahr 2021 auf rund 27 Prozent gestiegen.

Bei konventionellen Anlagen wurden Einspeisereduzierungen und -erhöhungen (inkl. Countertradingmaßnahmen) in Höhe von rund 4.495 GWh

von konventionellen Marktkraftwerken angefordert. Die Anforderungen zur Leistungsveränderung von Kraftwerken waren damit im zweiten Quartal 2022 auf dem Niveau des Vorjahresquartals (Q2 2021: 4.475 GWh).

Der Anstieg des Maßnahmenvolumens für Netzengpassmanagement ist teilweise auf die Umsetzung von Redispatch 2.0 zurückzuführen. Im Zuge der Umsetzung des Redispatch 2.0 haben einige Netzbetreiber bereits den bilanziellen Ausgleich von abgeregelten EE-Anlagen durchgeführt. Dies führte im Vergleich zum Vorjahr zu einem Anstieg der Hochfahrmenen, die als positiver Redispatch ausgewiesen werden. Insoweit handelt es sich jedoch um einen gewollten Effekt: Denn energiewirtschaftlich betrachtet geht es nicht um neue, sondern lediglich um erstmals sichtbare Strommengen. Im vorhergehenden System des Einspeisemanagements mussten sich die Bilanzkreisverantwortlichen für EE- und KWK-Strom selbst um Ersatzmengen für den abgeregelten EE- und KWK-Strom kümmern. Diese waren nicht als Redispatch-Mengen sichtbar. Im Zielmodell des Redispatch 2.0 kümmert sich hingegen der Netzbetreiber um einen gezielten bilanziellen Ausgleich – auch zugunsten abgeregelter EE- und KWK-Anlagen. Diese Umstellung steigert die volkswirtschaftliche Gesamteffizienz und senkt die Kosten für den finanziellen Ausgleich von EE- und KWK-Anlagen, führt jedoch zugleich zu einem Anstieg der sichtbar ausgewiesenen Redispatch-Mengen.

Des Weiteren sind die Stromexporte nach Frankreich im zweiten Quartal 2022 auf einem hohen Niveau geblieben. Dies führte zur Verschärfung der

Ost-West-Lastflüsse und zum Anstieg des Volumens von Netzengpassmanagementmaßnahmen. Ein weiterer Grund für den Anstieg der Redispatch-Menge im Vergleich zum Vorjahresquartal war ein hohes Windaufkommen im April 2022.

Kosten

Die vorläufigen Gesamtkosten für Netzengpassmanagementmaßnahmen (strom- und spannungsbedingte Anpassungen durch Redispatch gegenüber konventionellen Kraftwerken, KWK-Anlagen, EE-Anlagen sowie Countertrading und Einsatz Netzreserve) liegen bei rund 771 Mio. Euro und sind damit deutlich gestiegen (Q2 2021: 389 Mio. Euro).

Die von den Netzbetreibern geschätzten finanziellen Ausgleichsansprüche (vormals im Einspeisemanagement „Entschädigungsansprüche“) der Anlagenbetreiber aufgrund der Abregelung von Erneuerbaren Energien beliefen sich im zweiten Quartal 2022 auf rund 56 Mio. Euro und sind damit deutlich gesunken (Q2 2021: 194 Mio. Euro). Beim negativen Redispatch gegenüber direktvermarkteten EE-Anlagen entgeht den Anlagenbetreibern mit der Umstellung vom Einspeisemanagement auf das Redispatch 2.0 dank des bilanziellen Ausgleichs durch den Netzbetreiber im Wesentlichen nur noch die sogenannte „Marktpremie“. Dies senkt generell die Kosten für den finanziellen Ausgleich der Abregelung von EE-Anlagen. Angesichts der hohen Strommarktpreise ist die Marktpremie bei Anlagen, die nach dem EEG gefördert werden, derzeit aber zu vernachlässigen.

Die vorläufigen Einsatzkosten für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken und für Countertradingmaßnahmen lagen im zweiten Quartal 2022 bei 374 Mio. Euro und haben sich im Vergleich zum Vorjahreszeitraum nahezu verdreifacht (Q2 2021: 114 Mio. Euro). Die vorläufigen Vorhalte- und einsatzunabhängigen Kosten für die Netzreserve für das zweite Quartal 2022 sind der Bundesnetzagentur bisher in Höhe von rund 70 Mio. Euro bekannt. Die Einsatzkosten lagen bei rund 143 Mio. Euro, so dass sich die Kosten für die Netzreserve auf rund 213 Mio. Euro summieren.

Der Anstieg der Redispatch-Kosten ist einerseits auf den mengenmäßigen Anstieg der Maßnahmen sowie andererseits auf die stark gestiegenen Brennstoffpreise für Gas, Kohle und Öl im zweiten Quartal 2022 zurückzuführen. Zudem hat sich der Anstieg der Stromgroßhandelspreise auf die Kosten des Countertrades ausgewirkt. Dieser ist zur Sicherstellung der Mindesthandelskapazitäten für die Grenze zwischen Dänemark-West und Deutschland erforderlich.

Die Kosten des positiven Redispatches für den energetischen und bilanziellen Ausgleich der abgeregelten EE-Anlagen lagen im zweiten Quartal 2022 bei 125 Mio. Euro und trugen ebenfalls zum Anstieg der Redispatchkosten bei. Für die Netzbetreiber, die den Redispatch 2.0 noch nicht vollumfänglich umgesetzt haben, wird der bilanzielle Ausgleich im Rahmen der BDEW-Übergangslösung von den Bilanzkreisverantwortlichen selbst beschafft, die dafür eine finanzielle Kompensation (je MWh) vom Netzbetreiber erhalten. Im zweiten Quartal 2022 lag die finanzielle Kompensation bei 128 Mio. Euro. Damit betragen die Kosten des bilanziellen Ausgleichs

insgesamt 253 Mio. Euro. Vor der Umsetzung vom Redispatch 2.0 wurden diese Kosten, soweit sie für Ersatzmengen für die Abregelung von EE- und KWK-Strom anfielen, von den jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen selbst getragen und wurden daher im Rahmen des Quartalsberichtes zum Netzengpassmanagement nicht erfasst.

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.

Erläuterungen und Definitionen

Erläuterungen

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. Durch die Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) wurden die Regeln für Redispatch und Einspeisemanagement geändert. Die §§ 13, 13a, 14 EnWG gelten seit dem 1. Oktober 2021 in einer neuen Fassung (Redispatch 2.0). Die Umstellung für das Redispatch-2.0-Verfahren erfolgt entsprechend angepasst nach den neuen Fristen: ab dem 01.03.2022 zunächst im Testbetrieb und ab dem 01.06.2022 vollumfänglich.

Auf dieser Basis melden die Netzbetreiber der Bundesnetzagentur monatlich Daten zu Netzengpassmanagementmaßnahmen und schätzen auf Basis dieser Maßnahmen die jeweiligen Kosten. Die hier veröffentlichten Kosten stellen keine regulatorisch geprüften Werte dar, sie zeigen aber den Trend der Entwicklung für einzelne Maßnahmenkategorien auf. Aufgrund des zeitlichen Versatzes von Meldungen und tatsächlicher Bilanzierung und Abrechnung der Maßnahmen ergeben sich außerdem 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.

Definitionen

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.

Tabelle 1: Netzengpassmanagementmaßnahmen nach §13 EnWG im zweiten Quartal 2022

	Redispatch	Einspeisemanagement	Anpassungsmaßnahmen
Gesetzliche Grundlage und Regelungsinhalt	§ 13 Abs. 1, § 13 a Abs. 1, § 13b Absatz 4 EnWG: Netz- und marktbezogene Maßnahmen: 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 2022: 10.687 Q2 2022: 4.495 Gesamt:	Ausfallarbeit der EEG-vergüteten Anlagen (ÜNB und VNB): In GWh Q1 2022: 3.285 Q2 2022: 2.133 Gesamt:	Abgeregelte Menge durch Anpassungsmaßnahmen (ÜNB und VNB): In GWh Q1 2022: 7,2 Q2 2022: 0,2 Gesamt:
Kostenschätzung im Berichtszeitraum	Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch, Countertrading sowie Vorhaltung und Einsatz Netzreservekraftwerke: in Mio EUR Q1 2022: 1.372 Q2 2022: 716* Gesamt:	Vorläufige geschätzte Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG (ÜNB und VNB): in Mio EUR Q1 2022: 91,9 Q2 2022: 55,9 Gesamt:	Keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber bei Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG
Vorläufige Gesamtkosten 2022	2.235,8	Mio. EUR	

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

*In der Kostenschätzung ist finanzielle Kompensation in Höhe von 128 Mio. Euro an die Bilanzkreisverantwortlichen im Rahmen der BDEW-Übergangslösung zum bilanziellen Ausgleich enthalten

Tabelle 2: Netzengpassmanagementmaßnahmen der Jahre 2017 bis 2022

	Redispatch			Netzreservekraftwerke				EinsMan		Anpassungen von Stromspeisung
	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
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	388,2	37,2	904	137,3	6.598	278,5	5.403	635,4	8,3
Quartal 1	2.781	68,2	6,0	625	73,6			1.971	227,7	0,9
Quartal 2	2.100	38,0	4,0	128	20,7			945	102,2	4,1
Quartal 3	2.969	83,6	5,6	120	22,8			723	78,3	1,2
Quartal 4	7.024	198,5	21,6	31	20,2			1.764	227,2	2,1
2019	13.323	227,2	64,2	430	81,6	6.598	196,5	6.482	709,5	9,3
Quartal 1	4.946	101,4	10,9	126	30,8			3.205	360,2	5,1
Quartal 2	2.370	26,8	15,5	141	16,5			875	90,4	1,7
Quartal 3	3.220	48,0	24,4	83	11,9			864	91,5	0,6
Quartal 4	2.787	50,9	13,4	80	22,4			1.539	167,4	1,9
2020	16.561	240,1	134,7	635	100,0	6.596	196,4	6.146	761,2	16
Quartal 1	5.821	84,6	46,2	65	26,5		44,5	2.956	346,2	10,8
Quartal 2	3.842	45,2	25,8	212	22,4		54,3	917	111,1	0,9
Quartal 3	1.982	25,3	12,6	201	25,4		51,1	915	122,8	1,5
Quartal 4	4.916	85,0	50,1	157	25,8		46,5	1.359	181,1	2,9
2021	20.405	589,7	396,7	1.280	249,2	5.670	242,9	5.818	807,1	20,4
Quartal 1	4.357	65,5	55,1	142	24,9		51,0	1.863	238,3	2,9
Quartal 2	4.238	68,3	45,3	164	23,6		57,7	1.542	194,3	3,6
Quartal 3	2.666	54,5	55,2	172	23,8		58,9	928	124,3	5,3
Quartal 4	9.144	401,4	241,1	802	176,9		75,2	1.485	250,2	8,6
2022						7.150				
Quartal 1	9.228	926,7	151,9	1.564	223,9		69,3	3.285	92	7,2
Quartal 2	3.854	446,4 ⁸	56,4	692	143,2		69,9	2.134	56	0,2

Durch ganzjährige Aktualisierungen und Rundungen stimmt die Quartalsumme 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. Probearbeits und Testfahrten. Die Einspeisung von Netzreservekraftwerken wird nur erhöht.

5 Stand zum 31.12. des jeweiligen Jahres. Summierte Leistung in- und ausländischer Netzreservekraftwerke in MW. Werte für die Jahre 2018 und 2019 enthalten keine ausländische Netzreserve. Diese war bis einschließlich 15.04.2018 mit einer Leistung von 4.821 MW kontrahiert.

6 Gemäß Meldung der Übertragungsnetzbetreiber an die Bundesnetzagentur. Die Werte sind vorläufig.

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

8 In der Kostenschätzung ist finanzielle Kompensation in Höhe von 128 Mio. Euro an die Bilanzkreisverantwortlichen im Rahmen der BDEW-Übergangslösung zum bilanziellen Ausgleich enthalten

Quelle: Datenmeldungen der Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur

Tabelle 3: Redispatch i.S.d. § 13 Abs. 1 EnWG im zweiten Quartal 2022 in GWh

	zweite Quartal 2022	zweites Quartal 2021
Gesamt	5.198	4.475
Aufteilung nach Absenkung/Erhöhung	5.198	4.475
davon Absenkung*	2.548	2.209
davon Hochfahren	2.650	2.266
davon Marktkraftwerke	2.010	2.134
davon Reservekraftwerke (ohne Testfahrten/Probearbeits)	640	132
Aufteilung nach Maßnahmenart	5.198	4.475
Einzelüberlastungsmaßnahmen	2.068	2.586
4-ÜNB Maßnahmen	3.130	1.889
Aufteilung nach Maßnahmengrund	5.198	4.475
Spannungsbedingt	435	522
Strombedingt	4.763	3.953
Aufteilung nach geographischer Komponente	5.198	4.475
Nicht Grenzüberschreitend	2.319	1.471
Grenzüberschreitend	2.879	3.004
davon Countertrading	935	1.572

*Reduzierungen von Windenergieanlagen in Höhe von 703 GWh werden hier der Absenkung zugeordnet. In der Gesamtübersichtstabelle 1 und 2 ist diese Menge ausschließlich in der Ausfallarbeit der EEG-vergüteten Anlagen enthalten.

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 4: Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch-Maßnahmen mit Marktkraftwerken (ohne Countertradingkosten) im zweiten Quartal 2022

Netzgebiet	Geschätzte Kosten in Mio. Euro
Regelzone TenneT	157,4
Regelzone 50Hertz	45,8
Regelzone TransnetBW	8,9
Regelzone Amprion	105,9
Gesamt	318,0

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 5: Überlastete Netzelemente im 4-ÜNB Prozess (2. Berechnungslauf, > 100 Stunden), im zweiten Quartal 2022

Betroffene Netzgebiete	Regelzone	Dauer in Stunden
Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr)	TenneT / Amprion	1.490
Meitingen - Oberbachern	Amprion / TenneT	1.008
Grafenrheinfeld-Stalldorf	TenneT / TransnetBW	899
Vierraden - Krajnik (DE_PL)	50Hertz	460
Großkrotzenburg - Dettingen/Urberach	TenneT / Amprion	449
Leitung Hagenwerder - Mikulowa	50Hertz	371
Altheim (Altheim-Sittling, Altheim-Simbach-Sankt Peter (AT))	TenneT	299
Leitung Helmstedt - Wolmirstedt	50Hertz / TenneT	200
Dollern-Sottrum	TenneT	120
Grafenrheinfeld – Kupferzell – Großgartach	TenneT / TransnetBW	119
Stromkreis Bergshausen - Borken	TenneT	115
Bürstadt-Pfungstadt-Hoheneck	Amprion	82
Leitung Mecklar - Eisenach	50Hertz / TenneT	71
Bürstadt-Lamsheim	Amprion	66
Gronau-Hanekenfähr	Amprion	64

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 6: Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen nach ÜNB Regelzonen im zweiten Quartal 2022

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge Einspeise- reduzierungen in GWh ¹	Gesamtmenge (Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen) in GWh
Regelzone TenneT	1.820	890	1.777
Regelzone 50Hertz	651	48	95
Regelzone TransnetBW	51	10	20
Regelzone Amprion	182	67	128
Gesamt	2.704	1.015	2.020

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

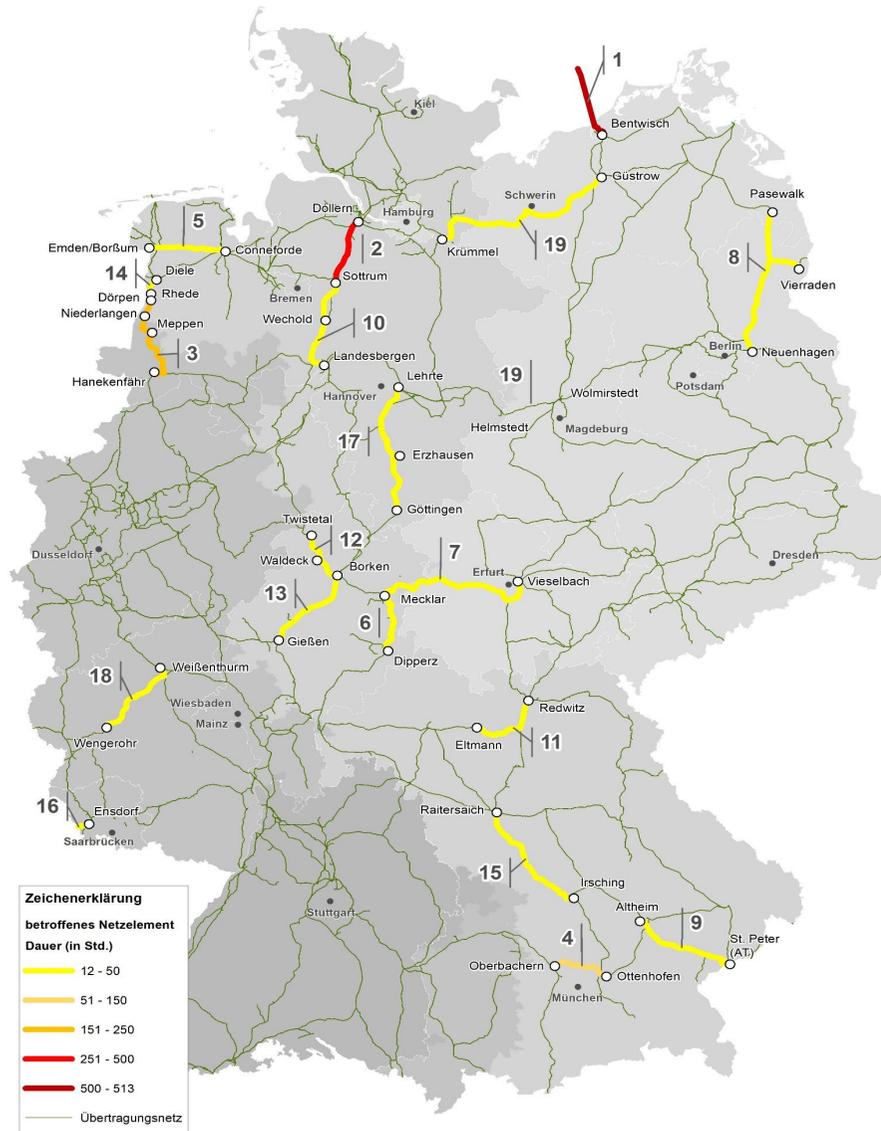
Tabelle 7: Strombedingte Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im zweiten Quartal 2022

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone	Dauer (in Std.)	Menge Einspeise-reduzierungen (in GWh)	Menge Einspeise-erhöhung (in GWh)
1	Kontek (DK - Insel Seeland)	50Hertz	513	4	4
2	Dollern-Sottrum	TenneT	328	232	230
3	Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr)	TenneT / Amprion	183	29	27
4	Stromkreis Oberbachern - Ottenhofen	TenneT	65	15	14
5	Emden/Borssum - Conneforde	TenneT	48	7	7
6	Mecklar - Dipperz	TenneT	37	13	13
7	Leitung Mecklar - Vieselbach	50Hertz / TenneT	32	6	6
8	Leitung Neuenhagen - Vierraden - Pasewalk	50Hertz	31	12	12
9	Altheim (Altheim-Sittling, Altheim-Simbach-Sankt Peter (AT))	TenneT	29	8	7
10	Landesbergen (Landesbergen-Wechold-Sottrum)	TenneT	23	14	14
11	Eltmann - Redwitz	TenneT	23	15	15
12	Stromkreis Borken - Waldeck - Twistetal	TenneT	20	20	20
13	Borken/Gießen	TenneT	19	7	6
14	Stromkreis Diele - Rhede - Dörpen	TenneT	17	8	8
15	Irsching - Raitersaich	TenneT	16	7	7
16	Leitung Ensdorf-Vigy	Amprion	15	11	11
17	Göttingen-Hardeggen-Erzhausen-Lehrte	TenneT	13	1	1
18	Wengerohr - Weißenthurm / Kondelwald Ost	Amprion	12	3	3
19	Leitung Güstrow - Krümmel	50Hertz	12	2	2

* Die Zuordnung zu einzelnen Netzelementen erfolgt nur für Einzelüberlastungsmaßnahmen und nicht für Maßnahmen, die im Rahmen der 4-ÜNB Optimierung angefordert werden. Im vierten Quartal 2021 wurden zudem einzelne Maßnahmen durchgeführt, die Brennstoff einsparen sollten und daher keinem Netzelement zugeordnet werden können.

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Karte zu Tabelle 7: Dauer von strombedingten Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen



Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 8: Spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen im zweiten Quartal 2022

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge getätigte Maßnahmen in GWh
Regelzone TenneT	1034	426
davon Netzgebiet Ovenstädt-Bechterdissen-Borken (Spannung)	885	381
davon Mecklar - Vieselbach / Ovenstädt - Borken	100	43
davon Netzgebiet Lehrte-Helmstedt-Krümmel (Spannung)	23	0
davon Mehrum-Grohnde-Borken	16	0
davon Netzgebiet Oberbayern	09	2
Regelzone TransnetBW	30	9
davon Mittlerer Neckar, Obere Rheinschiene	30	9

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

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 9: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im zweiten Quartal 2022 (inkl. Probe- und Testfahrten)

	Tage	Einsatz-Durchschnitt in MW	Maximale Leistungsanforderung in MW	MWh Summe
April	30	418	4.100	285.640
Mai	30	336	1.610	226.912
Juni	27	362	1.650	179.430
Gesamt	87			691.981

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 10: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im zweiten Quartal 2022

Energieträger	Absenkung	Erhöhung
Braunkohle	- 748	29
Erdgas	- 24	338
Kernenergie	- 61	2
Mineralölprodukte	-	25
Pumpspeicher	- 1	101
Steinkohle	- 144	1.183
Speicherwasser	-	-
Unbekannt ¹	- 272	566

¹ Ein Teil der Redispatchmenge wird an der Börse beschafft, diese Mengen können keinem Energieträger zugeordnet werden und fallen daher in die Kategorie „Unbekannt“.

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 11: Verteilung der Kraftwerkseinsätze nach Bundesländern im zweiten Quartal 2022

Bundesland	Absenkung	Erhöhung
Baden-Württemberg	bis 1 GWh	> 500 GWh
Bayern	bis 100 GWh	bis 50 GWh
Berlin	0 GWh	0 GWh
Brandenburg	> 200 GWh	bis 10 GWh
Bremen	bis 50 GWh	bis 50 GWh
Hessen	bis 10 GWh	bis 50 GWh
Mecklenburg-Vorpommern	0 GWh	0 GWh
Niedersachsen	bis 100 GWh	bis 200 GWh
Nordrhein-Westfalen	bis 200 GWh	bis 500 GWh
Rheinland-Pfalz	bis 1 GWh	bis 100 GWh
Saarland	0 GWh	bis 10 GWh
Sachsen	> 200 GWh	bis 10 GWh
Sachsen Anhalt	bis 50 GWh	bis 10 GWh
Schleswig-Holstein	0 GWh	0 GWh
Thüringen	bis 1 GWh	0 GWh

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 12: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2022 und zweiten Quartal 2021 nach Bundesländern

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungsansprüche in Mio. Euro		Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungsansprüche in Mio. Euro		Prozentuale Verteilung
			zweites Quartal 2022	zweites Quartal 2021			zweites Quartal 2022	zweites Quartal 2021	
Niedersachsen	1.125	52,7%	32,911	58,8%	567	31,5%	85,840	43,1%	
Schleswig-Holstein	319	14,9%	4,455	8,0%	564	51,8%	65,574	44,1%	
Brandenburg	266	12,4%	4,553	8,1%	123	7,3%	12,831	5,6%	
Mecklenburg-Vorpommern	142	6,7%	7,694	13,8%	122	1,5%	11,401	1,2%	
Bayern	132	6,2%	5,241	9,4%	50	0,3%	8,767	0,3%	
Sachsen-Anhalt	118	5,5%	0,761	1,4%	66	5,1%	6,178	3,9%	
Nordrhein-Westfalen	10	0,5%	0,013	0,0%	30	1,5%	2,097	1,1%	
Thüringen	10	0,5%	0,012	0,0%	3	0,4%	0,341	0,1%	
Hessen	5	0,2%	0,057	0,1%	4	0,5%	0,340	0,4%	
Rheinland-Pfalz	3	0,1%	0,023	0,0%	10	0,1%	0,506	0,1%	
Sachsen	3	0,1%	0,145	0,3%	1	0,0%	0,113	0,0%	
Berlin	1	0,0%	0,013	0,0%	-	-	-	-	
Baden-Württemberg	0	0,0%	0,058	0,1%	2	0,0%	0,262	0,0%	
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-	
Hamburg	-	-	-	-	-	-	-	-	
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-	
Gesamt	2.133	100%	55,936	100%	1.543	100%	194,250	100%	

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 13: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im zweiten Quartal 2022 und zweiten Quartal 2021

Energieträger	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungsansprüche in Mio. Euro	Prozentuale Verteilung	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungsansprüche in Mio. Euro	Prozentuale Verteilung
	zweites Quartal 2022				zweites Quartal 2021			
Wind (offshore)	1.069	50,1%	32,712	60,3%	442	25,4%	88,360	43,5%
Wind (onshore)	788	36,9%	2,899	2,2%	995	73,3%	85,821	54,6%
Solar	258	12,1%	18,842	34,7%	95	0,9%	17,906	1,6%
Biomasse einschl. Biogas	17	0,8%	1,478	2,7%	10	0,2%	2,132	0,3%
KWK-Strom	1	0,0%	0,001	0,0%	0	0,2%	0,005	0,0%
Laufwasser	1	0,0%	0,003	0,0%	0	0,0%	0,023	0,0%
Deponie-, Klär- und Grubengas	0	0,0%	0,000	0,0%	0	0,0%	0,002	0,0%
KWK-Wärme	-	-	-	-	0	0,0%	0,001	0,0%
Gesamt*	2.133	100%	55,936	100%	1.543	100%	194,25	100%

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 14: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im zweiten Quartal 2022

	Anlagen im Übertragungsnetz	Anlagen im Verteilernetz
Ausfallarbeit in GWh	1.134	1.000
Prozentuale Verteilung (Ausfallarbeit)	53,1%	46,9%
Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber in Mio. Euro	33,9	22,1
Prozentuale Verteilung (Entschädigungsansprüche)	60,6%	39,4%
	Übertragungsnetz	Verteilernetz
Verursachung der Maßnahmen in GWh	1.441	692
Prozentuale Verteilung (Verursachung der Ausfallarbeit)	67,5%	32,5%

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 15: Regionale Verteilung der Abregelung durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im zweiten Quartal 2022 und zweiten Quartal 2021

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Mio. Euro	Prozentuale Verteilung	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Mio. Euro	Prozentuale Verteilung
	zweites Quartal 2022				zweites Quartal 2021			
Niedersachsen	871	76,8%	25,203	74,4%	321	71,9%	64,057	72,2%
Schleswig-Holstein	137	12,1%	3,187	9,4%	123	27,5%	24,447	27,6%
Brandenburg	62	5,5%	1,152	3,4%	2	0,4%	0,146	0,2%
Mecklenburg-Vorpommern	62	5,5%	4,315	12,7%	1	0,2%	0,085	0,1%
Berlin	1	0,1%	0,013	0,0%	-	-	-	-
Hamburg	-	-	-	-	-	-	-	-
Sachsen-Anhalt	-	-	-	-	-	-	-	-
Thüringen	-	-	-	-	-	-	-	-
Nordrhein-Westfalen	-	-	-	-	-	-	-	-
Sachsen	-	-	-	-	-	-	-	-
Baden-Württemberg	-	-	-	-	-	-	-	-
Rheinland-Pfalz	-	-	-	-	-	-	-	-
Hessen	-	-	-	-	-	-	-	-
Bayern	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	1.134	100%	33,870	100%	446	100%	88,735	100%

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 16: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im zweiten Quartal 2022 und zweiten Quartal 2021

Bundesland	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs-anprüche in Mio. Euro		Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- ansprüche in Mio. Euro		Prozentuale Verteilung
			zweites Quartal 2022	zweites Quartal 2021			zweites Quartal 2022	zweites Quartal 2021	
Niedersachsen	254	25,4%	7,708	34,9%	247	22,5%	21,782	20,6%	
Brandenburg	203	20,3%	3,401	15,4%	121	11,1%	12,685	12,0%	
Schleswig-Holstein	182	18,2%	1,268	5,7%	441	40,2%	41,126	39,0%	
Bayern	132	13,2%	5,241	23,8%	50	4,6%	8,767	8,3%	
Sachsen-Anhalt	118	11,8%	0,761	3,5%	66	6,0%	6,178	5,9%	
Mecklenburg-Vorpommern	80	8,0%	3,379	15,3%	121	11,1%	11,316	10,7%	
Nordrhein-Westfalen	10	1,0%	0,013	0,1%	30	2,8%	2,097	2,0%	
Thüringen	10	1,0%	0,012	0,1%	3	0,3%	0,341	0,3%	
Hessen	5	0,5%	0,057	0,3%	4	0,3%	0,340	0,3%	
Rheinland-Pfalz	3	0,3%	0,023	0,1%	10	0,9%	0,506	0,5%	
Sachsen	3	0,3%	0,145	0,7%	1	0,1%	0,113	0,1%	
Baden-Württemberg	0	0,0%	0,058	0,3%	2	0,2%	0,262	0,2%	
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-	
Hamburg	-	-	-	-	-	-	-	-	
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-	
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-	
Gesamt	1.000	100%	22,066	100%	1.097	100%	105,514	100%	

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 17: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im zweiten Quartal 2022 und zweiten Quartal 2021

Regelzone	zweites Quartal 2022				zweites Quartal 2021			
	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs-ansprüche in Mio. Euro	Prozentuale Verteilung	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs-ansprüche in Mio. Euro	Prozentuale Verteilung
TenneT	1.568	73,5%			1.148	74,4%	157,341	81,0%
50Hertz	548	25,7%			366	23,8%	35,184	18,1%
Amprion	17	0,8%			27	1,7%	1,463	0,8%
TransnetBW	0	0,0%			2	0,1%	0,262	0,1%
Gesamt	2.133	100%	55,936	576%	1.543	100%	194,250	100%

Die aufgeführte Ausfallarbeit und die entsprechenden Entschädigungsansprüche beziehen sich auf Einspeiserreduzierungen von Anlagen in der angegebenen Regelzone. Sie stellen somit nicht die vom ÜNB angeforderten Maßnahmen bzw. die vom ÜNB zu tragenden Entschädigungszahlungen dar.

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 18: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger (Anpassung von Stromeinspeisungen) nach Energieträgern im zweiten Quartal 2022

Energieträger	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung
Erdgas	0,23	100,0%
Gesamt	0,23	100,0%

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 19: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im zweiten Quartal 2022 und zweiten Quartal 2021

Bundesland	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh		Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	
	Prozentuale Verteilung		Prozentuale Verteilung	
	zweites Quartal 2022		zweites Quartal 2021	
Thüringen	0,15	65,2%	0,04	1,0%
Sachsen-Anhalt	0,08	34,8%	1,27	35,2%
Bayern	-	-	0,01	0,1%
Sachsen	-	-	0,01	0,2%
Brandenburg	-	-	2,29	63,4%
Gesamt	0,23	100%	3,61	100%

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur



www.bundesnetzagentur.de

-  twitter.com/BNetZA
-  twitter.com/Klaus_Mueller
-  youtube.com/BNetZA