

MARKTBEOBACHTUNG,
MONITORING
ELEKTRIZITÄT/GAS

Quartals- Bericht

Netzengpassmanagement
Erstes Quartal 2022



Bundesnetzagentur

2 Inhaltsverzeichnis

3 Kernaussagen zum ersten Quartal 2022

6 Erläuterungen und Definitionen

Übersicht über durchgeführte Maßnahmen

8 Tabelle 1: Netzengpassmanagementmaßnahmen nach §13 EnWG

9 Tabelle 2: Netzengpassmanagementmaßnahmen

Bericht für das erste 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

Erstes Quartal 2022

Kernaussagen zum ersten 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 erstem Quartal 2022 bei 14.084

GWh und ist im Vergleich zum Vorjahreszeitraum um rund 121 Prozent gestiegen.

Die absoluten Reduzierungen von Strom aus Erneuerbaren Energien lagen im ersten Quartal 2022 bei 3.285 GWh und sind im Vergleich zum entsprechenden Vorjahreszeitraum um rund 76 Prozent gestiegen (Q1 2021: 1.863 GWh). Zu rund 71 Prozent lag dabei der verursachende Netzengpass 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 und Erhöhung von Reservekraftwerken) in Höhe von rund 10.687 GWh angefordert. Die Anforderungen zur Leistungsveränderung von Kraftwerken im ersten Quartal 2022 haben sich im Vergleich zum Vorjahresquartal mehr als verdoppelt (Q1 2021: 4.454 GWh).

Ursächlich für den Anstieg des Volumens war eine Überlagerung mehrerer Effekte:

- Im ersten Quartal 2022 kam es zu zwei langen Niedrigwasserperioden. In dieser Zeit konnten aufgrund der niedrigen Pegelstände des Rheins die Kohletransportschiffe nur mit reduzierten Transportkapazitäten Kohle befördern. Dies führte zu einer eingeschränkten Betriebsbereitschaft von mehreren Kraftwerken in Süd-Deutschland. Durch die Nicht-Verfügbarkeit von Kraftwerken im Süden gab es eine generell höhere Nord-Süd-Auslastung der Transportleitungen und dadurch einen zusätzlichen Bedarf an Redispatch.
- Niedrige Kernkraftwerksverfügbarkeiten in Frankreich hatte hohen Stromexporte nach Frankreich zur Folge und führte zur Verschärfung der Ost-West-Lastflüsse.
- Abschaltung des Kernkraftwerks Gundremmingen C am 31.12.2021 führte zu einer starken Auslastung der Transportleitung im Süden Württembergs / Bayerns in Ost-West-Richtung und hatte vermehrten Redispatcheinsatz in der TransnetBW Regelzone zur Folge.
- Mehrere Sturmtiefs im Februar 2022 führten zu einer hohen Windein-

speisung und trugen zum Anstieg der Netzauslastung bei.

- Im Zuge der Umsetzung des Redispatch 2.0 haben im ersten Quartal 2022 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.

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 1,5 Mrd. Euro und sind damit ebenfalls deutlich gestiegen (Q1 2021: 0,4 Mrd. Euro).

Die von den Netzbetreibern geschätzten finanziellen Ausgleichsansprüche (vormals im Einspeisemanagement „Entschädigungsansprüche“) der Anlagenbetreiber aufgrund der Abregelung von Erneuerbaren Energien beliefen sich im ersten Quartal 2022 auf rund 92 Mio. Euro und sind damit deutlich gesunken (Q1 2021: 238 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 „Marktprämie“. Dies senkt generell die Kosten für den finanziellen Ausgleich der Abregelung von EE-Anlagen. Angesichts der hohen Strompreise schon im 1. Quartal 2022 war diese „Marktprämie“ eine nicht ins Gewicht fallende Größe.

Die vorläufigen Einsatzkosten für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken und für Countertradingmaßnahmen lagen im ersten Quartal 2022 bei 782,6 Mio. Euro und somit deutlich über dem Vorjahresniveau (Q1 2021: 120,6 Mio. Euro). Die vorläufigen Vorhalte- und einsatzunabhängigen Kosten für die Netzreserve für das erste Quartal 2022 belaufen sich nach aktueller Kenntnis der Bundesnetzagentur bisher auf 69,3 Mio. Euro (Q1 2021: 51,0 Mio. Euro). Die Einsatzkosten lagen bei rund 223,9 Mio. Euro (Q1 2021: 24,9 Mio. Euro), so dass sich die Kosten für die Netzreserve auf rund 293,2 Mio. Euro summieren.

Der Anstieg der Redispatch-Kosten ist einerseits auf den starken, mengenmäßigen Anstieg der Maßnahmen sowie andererseits auf die stark

gestiegenen Brennstoffpreise (Kohle, Gas und Öl) im ersten 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 ersten Quartal 2022 bei 270 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 ersten Quartal 2022 lag die finanzielle Kompensation bei 296 Mio. Euro. Damit betragen die Kosten des bilanziellen Ausgleichs insgesamt 566 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 Aktu-

alisierungen 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 ersten 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 Probearbeits und Testfahrten): In GWh Q1 2022: 10.687 Gesamt:	Ausfallarbeit der EEG-vergüteten Anlagen (ÜNB und VNB): In GWh Q1 2022: 3.285 Gesamt:	Abgeregelte Menge durch Anpassungsmaßnahmen (ÜNB und VNB): In GWh Q1 2022: 7,24 Gesamt:
Kostenschätzung im Berichtszeitraum	Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch, Countertrading sowie Vorhaltung und Einsatz Netzreservekraftwerke: in Mio EUR Q1 2022: 1.372* Gesamt:	Vorläufige geschätzte Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG (ÜNB und VNB): in Mio EUR Q1 2022: 91,9 Gesamt:	Keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber bei Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG
Vorläufige Gesamtkosten 2022	1.463,9	Mio. EUR	

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

*In der Kostenschätzung ist finanzielle Kompensation in Höhe von 296 Mio. Euro an die Bilanzkreisverantwortlichen im Rahmen der BDEW-Übergangslösung zum bilanziellen Ausgleich enthalten

Tabelle 2: Netzengpassmanagementmaßnahmen der Jahre 2017 bis 2022

	Redispatch			Netzreservkraftwerke				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	9.228					7.150				
Quartal 1	9.228	926,7 ⁸	151,9	1.564	223,9		69,3	3.285	92	7,2

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 Netzreservkraftwerke inkl. Probestarts und Testfahrten. Die Einspeisung von Netzreservkraftwerken wird nur erhöht.

5 Stand zum 31.12. des jeweiligen Jahres. Summierte Leistung in- und ausländischer Netzreservkraftwerke 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 KWKG vergütet werden.

8 In der Kostenschätzung ist finanzielle Kompensation in Höhe von 296 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 ersten Quartal 2022 in GWh

	erstes Quartal 2022	erstes Quartal 2021
Gesamt	11.751	4.454
Aufteilung nach Absenkung/Erhöhung	11.751	4.454
davon Absenkung*	5.780	2.230
davon Hochfahren	5.971	2.225
davon Marktkraftwerke	4.512	2.146
davon Reservekraftwerke (ohne Testfahrten/Probearbeits)	1.459	79
Aufteilung nach Maßnahmenart	11.751	4.454
Einzelüberlastungsmaßnahmen	3.573	2.760
4-ÜNB Maßnahmen	8.178	1.694
Aufteilung nach Maßnahmengrund	11.751	4.454
Spannungsbedingt	63	69
Strombedingt	11.689	4.385
Aufteilung nach geographischer Komponente	11.751	4.454
Nicht Grenzüberschreitend	4.420	1.093
Grenzüberschreitend	7.332	3.361
davon Countertrading	2.387	2.061

*Reduzierungen von Windenergieanlagen in Höhe von 1.064 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 ersten Quartal 2022

Netzgebiet	Geschätzte Kosten in Mio. Euro
Regelzone TenneT	357,3
Regelzone 50Hertz	110,5
Regelzone TransnetBW	-55,0
Regelzone Amprion	218,0
Gesamt	630,7

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

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

Betroffene Netzgebiete	Regelzone	Dauer in Stunden
Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr)	TenneT / Amprion	3.076
Großkrotzenburg - Dettingen/Urberach	TenneT / Amprion	1.652
Mecklar - Dipperz	TenneT	1.104
Leitung Hagenwerder - Mikulowa	50Hertz	1.025
Meitingen - Oberbachern	Amprion / TenneT	1.000
Vierraden - Krajnik (DE_PL)	50Hertz	987
Dipperz - Großkrotzenburg	TenneT	846
Sottrum - Huntorf - Conneforde	TenneT	649
Leitung Neuenhagen - Vierraden - Pasewalk	50Hertz	600
Grafenrheinfeld-Stalldorf	TenneT / TransnetBW	574
Leitung Lauchstädt - Vieselbach	50Hertz	452
Stromkreis Bergshausen - Borken	TenneT	389
Bürstadt-Lambsheim	Amprion	361
Grafenrheinfeld – Kupferzell – Großgartach	TenneT / TransnetBW	280
Bischofsheim - Pfungstadt	Amprion	217

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

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

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge Einspeise- reduzierungen in GWh ¹	Gesamtmenge (Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen) in GWh
Regelzone TenneT	1.725	1.644	3.287
Regelzone 50Hertz	1.233	69	137
Regelzone TransnetBW	19	7	13
Regelzone Amprion	184	68	135
Gesamt	3.161	1.788	3.572

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

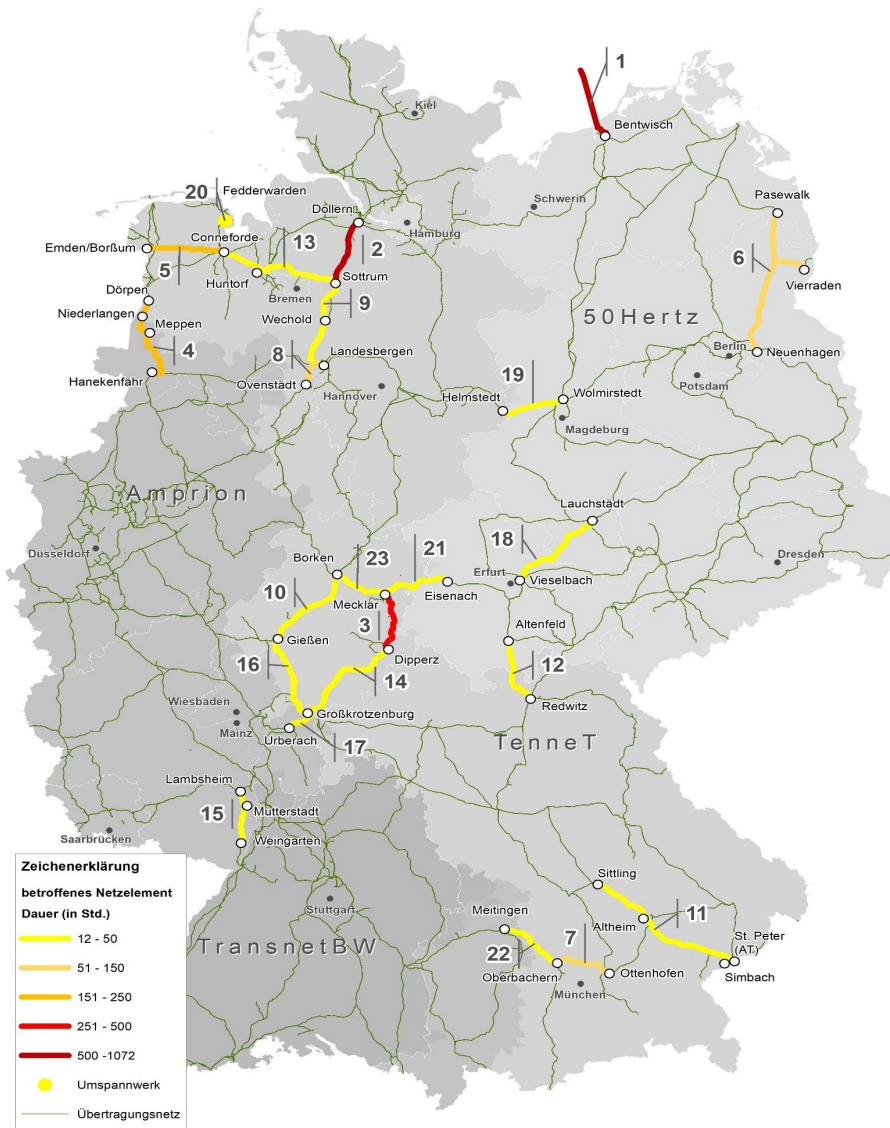
Tabelle 7: Strombedingte Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im ersten Quartal 2022

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone	Dauer (in Std.)	Menge Einspeise-reduzierungen (in GWh)	Menge Einspeise-erhöhung (in GWh)
1	Kontek (DK - Insel Seeland)	50Hertz	1072	36	36
2	Dollern-Sottrum	TenneT	581	383	383
3	Mecklar - Dipperz	TenneT	294	194	194
4	Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr)	TenneT / Amprion	243	98	98
5	Emden/Borssum - Conneforde	TenneT	178	34	34
6	Leitung Neuenhagen - Vierraden - Pasewalk	50Hertz	87	9	9
7	Stromkreis Oberbachern - Ottenhofen	TenneT	60	11	11
8	Stromkreis Landesbergen - Ovenstädt	TenneT	58	46	46
9	Landesbergen (Landesbergen-Wechold-Sottrum)	TenneT	42	20	20
10	Borken/Gießen	TenneT	34	18	18
11	Altheim (Altheim-Sittling, Altheim-Simbach-Sankt Peter (AT))	TenneT	33	9	9
12	Leitung Altenfeld - Redwitz	50Hertz / Tennet	30	16	17
13	Sottrum - Huntorf - Conneforde	TenneT	27	1	2
14	Dipperz - Großkrotzenburg	TenneT	26	13	13
15	Lamsheim-Weingarten	Amprion	26	7	7
16	Netzgebiet Borken - Großkrotzenburg	TenneT	24	19	19
17	Großkrotzenburg - Dettingen/Urberach	TenneT / Amprion	24	9	9
18	Leitung Lauchstädt - Vieselbach	50Hertz	19	6	6
19	Leitung Helmstedt - Wolmirstedt	50Hertz / Tennet	18	5	4
20	Transformator Fedderwarden	TenneT	14	1	1
21	Leitung Mecklar - Eisenach	50Hertz / Tennet	14	7	7
22	Meitingen - Oberbachern	TenneT / Amprion	13	2	2
23	Mecklar-Borken	TenneT	13	6	6
24	Gebiet Daxlanden (Daxlanden-Maximiliansau-Goldgrund, Daxlanden-Weingarten)	TransnetBW / Amprion	10	4	4

* Die Zuordnung zu einzelnen Netzelementen erfolgt nur für Einzelüberlastungsmaßnahmen und nicht für Maßnahmen, die im Rahmen der 4-ÜNB Optimierung angefordert werden.

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 ersten Quartal 2022

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge getätigte Maßnahmen in GWh
Regelzone TenneT	117	63
davon Netzgebiet Ovenstädt-Bechterdissen-Borken	117	63

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 ersten Quartal 2022 (inkl. Probe- und Testfahrten)

	Tage	Einsatz-Durchschnitt in MW	Maximale Leistungsanforderung in MW	MWh Summe
Januar	31	707	3.005	514.216
Februar	28	954	2.527	641.281
März	28	638	2.755	408.639
Gesamt	87			1.564.135

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

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

Energieträger	Absenkung	Erhöhung
Braunkohle	- 1.763	42
Erdgas	- 56	863
Kernenergie	- 98	-
Mineralölprodukte	-	70
Pumpspeicher	- 4	190
Steinkohle	- 940	2.297
Speicherwasser	-	-
Unbekannt ¹	- 135	1.718

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 ersten Quartal 2022

Bundesland	Absenkung	Erhöhung
Baden-Württemberg	bis 1 GWh	> 1000 GWh
Bayern	bis 200 GWh	> 200 GWh
Brandenburg	> 500 GWh	0 GWh
Bremen	bis 200 GWh	0 GWh
Hessen	bis 100 GWh	bis 200 GWh
Mecklenburg-Vorpommern	bis 200 GWh	0 GWh
Niedersachsen	> 500 GWh	> 200 GWh
Nordrhein-Westfalen	> 200 GWh	bis 500 GWh
Rheinland-Pfalz	bis 10 GWh	> 200 GWh
Saarland	bis 1 GWh	bis 50 GWh
Sachsen	> 500 GWh	0 GWh
Sachsen Anhalt	> 200 GWh	0 GWh
Schleswig-Holstein	0 GWh	0 GWh
Thüringen	bis 10 GWh	bis 1 GWh

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 12: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im ersten Quartal 2022 und ersten 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
			erstes Quartal 2022	Prozentuale Verteilung			erstes Quartal 2021	Prozentuale Verteilung	
Niedersachsen	1.668	50,8%	61,160	66,6%	870	31,5%	130,870	43,1%	
Schleswig-Holstein	523	15,9%	15,148	16,5%	705	51,8%	84,950	44,1%	
Brandenburg	451	13,7%	5,180	5,6%	81	7,3%	7,283	5,6%	
Sachsen-Anhalt	231	7,0%	0,673	0,7%	76	5,1%	6,730	3,9%	
Mecklenburg-Vorpommern	217	6,6%	7,086	7,7%	23	1,5%	2,061	1,2%	
Nordrhein-Westfalen	72	2,2%	0,141	0,2%	66	1,5%	2,997	1,1%	
Bayern	39	1,2%	1,436	1,6%	7	0,3%	1,132	0,3%	
Rheinland-Pfalz	29	0,9%	0,033	0,0%	8	0,1%	0,584	0,1%	
Thüringen	28	0,9%	0,041	0,0%	16	0,4%	0,691	0,1%	
Hessen	22	0,7%	0,821	0,9%	11	0,5%	0,971	0,4%	
Berlin	3	0,1%	0,040	0,0%	-	-	-	-	
Sachsen	2	0,1%	0,060	0,1%	0	0,0%	0,006	0,0%	
Baden-Württemberg	1	0,0%	0,062	0,1%	1	0,0%	0,031	0,0%	
Saarland	-	-	-	-	0	0,0%	0,002	0,0%	
Hamburg	-	-	-	-	-	-	-	-	
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-	
Gesamt*	3.285	100%	91,879	100%	1.863	100%	238,3	100%	

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 13: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im ersten Quartal 2022 und ersten 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
	erstes Quartal 2022				erstes Quartal 2021			
Wind (onshore)	1.638	49,9%	6,819	7,4%	1.145	73,3%	96,042	54,6%
Wind (offshore)	1.481	45,1%	72,326	78,7%	673	25,4%	134,617	43,5%
Solar	100	3,1%	8,066	8,8%	21	0,9%	3,041	1,6%
Biomasse einschl. Biogas	58	1,8%	4,620	5,0%	22	0,2%	4,547	0,3%
KWK-Strom	7	0,2%	0,039	0,0%	1	0,2%	0,031	0,0%
Laufwasser	1	0,0%	0,009	0,0%	0	0,0%	0,009	0,0%
Speicherwasser (ohne Pumpspeicher)	0	0,0%	-	0,0%	-	-	-	-
Deponie-, Klär- und Grubengas	0	0,0%	0,000	0,0%	0	0,0%	0,000	0,0%
KWK-Wärme	-	-	-	-	0	0,0%	0,021	0,0%
Gesamt*	3.285	100%	91,879	100%	1.863	100%	238,3	100%

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

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

	Anlagen im Übertragungsnetz	Anlagen im Verteilernetz
Ausfallarbeit in GWh	1.713	1.572
Prozentuale Verteilung (Ausfallarbeit)	52,1%	47,9%
Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber in Mio. Euro	76,0	15,9
Prozentuale Verteilung (Entschädigungsansprüche)	82,7%	17,3%
	Übertragungsnetz	Verteilernetz
Verursachung der Maßnahmen in GWh	2.343	942
Prozentuale Verteilung (Verursachung der Ausfallarbeit)	71,3%	28,7%
Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur		

Tabelle 15: Regionale Verteilung der Abregelung durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im ersten Quartal 2022 und ersten 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
	erstes Quartal 2022				erstes Quartal 2021			
Niedersachsen	1.119	65,3%	53,076	69,8%	479	73,5%	95,747	76,1%
Schleswig-Holstein	286	16,7%	14,196	18,7%	194	20,2%	38,871	20,8%
Brandenburg	215	12,5%	3,489	4,6%	2	6,3%	0,170	3,1%
Mecklenburg-Vorpommern	91	5,3%	5,200	6,8%	-	-	-	-
Berlin	3	0,2%	0,040	0,1%	-	-	-	-
Hamburg	-	-	-	-	-	-	-	-
Sachsen-Anhalt	-	-	-	-	-	-	-	-
Thüringen	-	-	-	-	-	-	-	-
Nordrhein-Westfalen	-	-	-	-	-	-	-	-
Sachsen	-	-	-	-	-	-	-	-
Baden-Württemberg	-	-	-	-	-	-	-	-
Rheinland-Pfalz	-	-	-	-	-	-	-	-
Hessen	-	-	-	-	-	-	-	-
Bayern	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt*	1.713	100%	76,002	100%	675	100%	134,788	100%

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 16: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen im ersten Quartal 2022 und ersten 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
			erstes Quartal 2022	Prozentuale Verteilung			erstes Quartal 2021	Prozentuale Verteilung	
Niedersachsen	549	34,9%	8,084	50,9%	391	15,5%	35,123	15,9%	
Schleswig-Holstein	237	15,1%	0,952	6,0%	510	63,8%	46,079	63,4%	
Brandenburg	236	15,0%	1,690	10,6%	79	7,7%	7,113	7,6%	
Sachsen-Anhalt	231	14,7%	0,673	4,2%	76	7,1%	6,730	7,2%	
Mecklenburg-Vorpommern	125	8,0%	1,886	11,9%	23	2,1%	2,061	2,1%	
Nordrhein-Westfalen	72	4,6%	0,141	0,9%	66	2,0%	2,997	2,0%	
Bayern	39	2,5%	1,436	9,0%	7	0,4%	1,132	0,6%	
Rheinland-Pfalz	29	1,9%	0,033	0,2%	8	0,2%	0,584	0,2%	
Thüringen	28	1,8%	0,041	0,3%	16	0,5%	0,691	0,3%	
Hessen	22	1,4%	0,821	5,2%	11	0,7%	0,971	0,7%	
Sachsen	2	0,1%	0,060	0,4%	0	0,0%	0,006	0,0%	
Baden-Württemberg	1	0,0%	0,062	0,4%	1	0,0%	0,031	0,0%	
Saarland	-	-	-	-	0	0,0%	0,002	0,0%	
Hamburg	-	-	-	-	-	-	-	-	
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-	
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-	
Gesamt	1.572	100%	15,878	100%	1.188	100%	103,520	100%	

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

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

Regelzone	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
	erstes Quartal 2022				erstes Quartal 2021			
TenneT	2.265	69,0%			1.573	84,4%	213,365	89,5%
50Hertz	967	29,4%			262	14,1%	22,520	9,5%
Amprion	52	1,6%			27	1,5%	2,393	1,0%
TransnetBW	1	0,0%			1	0,0%	0,031	0,0%
Gesamt	3.285	100%	91,879	100%	1.863	100%	238,308	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 ersten Quartal 2022

Energieträger	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung
Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil)	7,01	96,9%
Erdgas	0,23	3,1%
Gesamt	7,24	100,0%

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur




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

Bundesland	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung
	erstes Quartal 2022		erstes Quartal 2021	
Sachsen-Anhalt	3,71	51,3%	0,52	11,6%
Brandenburg	3,29	45,4%	3,80	85,6%
Thüringen	0,23	3,1%	0,12	2,8%
Schleswig-Holstein	0,01	0,1%	-	-
Gesamt	7,24	100%	4,44	100%

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur



www.bundesnetzagentur.de

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