

MARKTBEOBACHTUNG,
MONITORING
ELEKTRIZITÄT/GAS

Quartals- Bericht

Netzengpassmanagement
Erstes Quartal 2023



Bundesnetzagentur

2 Inhaltsverzeichnis

3 Kernaussagen zum ersten Quartal 2023

6 Erläuterungen und Defintionen

Übersicht über durchgeführte Maßnahmen

8 Tabelle 1: Netzengpassmanagementmaßnahmen nach §13 EnWG

9 Tabelle 2: Netzengpassmanagementmaßnahmen der Jahre 2017-2023

Bericht für das erste Quartal 2023

10 Redispatchentwicklung

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

11 Tabelle 4: Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch-Maßnahmen

12 Überlastete Netzelemente

12 Tabelle 5: Überlastete Netzelemente der ÜNB

13 Karte zu 5: Dauer der am stärksten betroffenen Netzelementen

14 Einsatz Netzreserve

14 Tabelle 6: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze

15 Kraftwerkseinsätze Redispatch

15 Tabelle 7: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach
Energieträgern

16 Tabelle 8: Verteilung der Kraftwerkseinsätze nach Bundesländern

Netzengpassmanagement

Erstes Quartal 2023

Kernaussagen zum ersten Quartal 2023

Netzengpassmanagementmaßnahmen tragen zur hohen Zuverlässigkeit des Elektrizitätssystems in Deutschland bei. Diese haben u. a. durch den Ausbau von relativ lastfernen Windenergieanlagen, Veränderungen im konventionellen Kraftwerkspark und sich ändernden Rahmenbedingungen für den Stromhandel mit anderen Staaten in den vergangenen Jahren an Bedeutung gewonnen. Bei gleichzeitigen Verzögerungen im Netzausbau führen diese Veränderungen zu Netzbelastungen, zu deren Behebung die Netzbetreiber verpflichtet sind.

Durch die Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) wurden die Regeln für Redispatch und Einspeisemanagement geändert. Die Regelungen zum Einspeisemanagement von Erneuerbare-Energien-Anlagen und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen wurden aufgehoben und in den Redispatch einbezogen. Diese Umstellung auf Redispatch 2.0 hat eine Veränderung des Meldeverfahrens und demzufolge der Auswertesystema-

tik zur Folge. Mit diesem Bericht werden Redispatch-Mengen und -Kosten durch die Wirkleistungsanpassung von konventionellen Anlagen sowie von Erneuerbaren Energien erstmalig integriert dargestellt.

Maßnahmenvolumen

Das gesamte Maßnahmenvolumen für Netzengpassmanagement (strom- und spannungsbedingte Anpassungen durch Redispatch, Countertrading und Einsatz Netzreserve) lag im ersten Quartal 2023 bei rund 11.400 GWh und ist im Vergleich zum Vorjahresquartal um rund 19 Prozent gesunken (Q1 2022: 14.084 GWh). Es ist allerdings zu beachten, dass mehrere außergewöhnliche Effekte (bspw. durch Niedrigwasser hervorgerufene Kohlelogistik-Probleme, niedrige Kernkraftwerksverfügbarkeiten in Frankreich sowie mehrere Sturmtiefs) zu einem überproportionalen Anstieg des Volumens im ersten Quartal 2022 geführt hatten. Ein Vergleich des Maßnahmenvolumens mit dem vorangegangenen vierten

Quartal 2022 zeigt hingegen einen Anstieg der Menge um rund 49 Prozent (Q4 2022: 7.648 GWh).

Maßnahmenvolumen im Umfang von 3.576 GWh entfiel auf Redispatch mit Erneuerbaren Energien (Q1 2022: 3285 GWh). Dies machte rund 33 Prozent am gesamten Maßnahmenvolumen aus. Im Verhältnis zur Gesamtstromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wurden im ersten Quartal 2023 5,3¹ Prozent der Erneuerbaren Energien wegen strom- und spannungsbedingten Engpässen abgeregelt. Es konnten somit fast 95% der erneuerbaren Erzeugung transportiert und genutzt werden.

Auffallend ist die hohe Reduzierung der Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von 2.164 GWh (Q1 2022: 1.481 GWh; Q4 2022: 1.276 GWh). Diese ist insbesondere auf Zubau von Offshore-Windenergie zurückzuführen, die zu mehr Abregelbedarf geführt hat.

Im Zuge der Umsetzung des Redispatch 2.0 werden die abgeregelt EE-Anlagen von einigen Netzbetreibern bilanziell ausgeglichen. Dies führt zu einem Anstieg der Strommengen, die als positiver Redispatch ausgewiesen werden. Es handelt sich hierbei um einen gewollten Effekt: Denn energiewirtschaftlich betrachtet geht es nicht um neue, sondern lediglich um erstmals sichtbare Strommengen. Im vorherigen System des Einspeise-

managements mussten sich die Bilanzkreisverantwortlichen für EE- und KWK-Strom selbst um Ersatzmengen für den abgeregelt 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 liegen im ersten Quartal 2023 bei rund 1,1 Mrd. Euro und sind im Vergleich zum ersten Quartal 2022 um 27 Prozent gesunken (Q1 2022: 1.5 Mrd. Euro). Diese Entwicklung ist einerseits auf den mengenmäßigen Rückgang und andererseits auf die gesunkenen Brennstoff- sowie Großhandelspreise zurückzuführen. Im Vergleich zum vierten Quartal 2022 befinden sich die Kosten trotz des angestiegenen Maßnahmenvolumens auf dem Niveau des vorangegangenen Quartals (Q4 2022: 1,1 Mrd. Euro).

Die Gesamtkosten setzen sich wie folgt zusammen:

- Die vorläufigen Einsatzkosten für Redispatchmaßnahmen mit konventionellen Anlagen belaufen sich im ersten Quartal 2023 auf rund

476 Mio. Euro (Q1 2022: 642 Mio. Euro) und sind im Vergleich zum ersten Quartal 2022 um rund 26 Prozent gesunken. Auch im Vergleich zum vierten Quartal 2022 sind die Redispatch-Kosten um 24 Prozent zurückgegangen (Q4 2022: 625 Mio. Euro). Diese Entwicklung ist einerseits auf den mengenmäßigen Rückgang im Vergleich zum ersten Quartal 2022 und andererseits auf die gesunkenen Brennstoffpreise (Kohle, Gas und Öl) zurückzuführen.

- Die Kosten im Zusammenhang mit der Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung von Erneuerbaren Energien betragen rund 300 Mio. Euro und sind trotz der angestiegenen EE- Reduzierungsmenge (Q1 2022: 3.285 GWh; Q1 2023: 3.576 GWh) im Vergleich zum ersten Quartal 2022 um rund 23 Prozent zurückgegangen. Ursächlich für den Rückgang der Kosten sind die gesunkenen Preise für die finanzielle Kompensation des bilanziellen Ausgleichs durch die Bilanzkreisverantwortlichen. Hintergrund: Für die Netzbetreiber, die den Redispatch 2.0 noch nicht vollumfänglich umgesetzt haben, wird der bilanzielle Ausgleich im Rahmen der sog. „BDEW-Übergangslösung“ von den Bilanzkreisverantwortlichen selbst beschafft, die dafür eine finanzielle Kompensation (je MWh) vom Netzbetreiber erhalten.
- 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 Aus-

gleich der Abregelung von EE-Anlagen. Angesichts der hohen Strompreise war diese „Marktprämie“ eine nicht ins Gewicht fallende Größe.

- Die vorläufigen vorhalte- und einsatzunabhängigen Kosten für die Netzreserve im ersten Quartal 2023 belaufen sich nach aktueller Kenntnis der Bundesnetzagentur auf 83 Mio. Euro (Q1 2022: 69 Mio. Euro). Die Einsatzkosten liegen bei rund 140 Mio. Euro (Q1 2023: 224 Mio. Euro), sodass sich die Kosten für die Netzreserve auf rund 223 Mio. Euro summieren.
- Die Kosten für Countertrading im vierten Quartal 2022 betragen rund 53 Mio. Euro (Q1 2022: 152 Mio. Euro) und sind somit proportional zur Countertrading-Menge gesunken (Q1 2023: 1.587 GWh; Q1 2022: 2.387 GWh). Auch die im Vergleich zum Vorjahresquartal gesunkenen Großhandelspreise haben zu dieser Entwicklung der Countertrading-Kosten beigetragen.

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.

¹ Die Ermittlung des Verhältnisses von netztechnisch begründeten Reduzierungen von erneuerbarer Erzeugung im Verhältnis zur realisierten Erzeugung aus Erneuerbaren Energien erfolgt auf Basis der bei SMARD.de veröffentlichten Daten für die realisierte Einspeisung.

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.

Countertrading: zonenübergreifender Austausch zwischen zwei Gebotszonen, der von den Netzbetreibern zur Minderung physikalischer Engpässe initiiert wird.

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

Einspeisemanagement (EinsMan): Die separaten Bestimmungen im EEG zur Abregelung von EE- und KWK-Strom per Einspeisemanagement (§§ 14, 15 EEG 2021) sind mit dem neuen System des Redispatch 2.0 zum 1.10.2021 entfallen. Die vorrangberechtigte Erzeugung ist seit dem 1.10.2021 nach Maßgabe des § 13 EnWG bei den Auswahlentscheidungen für Redispatch - Maßnahmen nach § 13a EnWG unmittelbar mit zu berücksichtigen.

Tabelle 1: Netzengpassmanagementmaßnahmen nach §13 EnWG im ersten Quartal 2023

Redispatch	
Gesetzliche Grundlage und Regelungsinhalt	§ 13 Abs. 1, § 13 a Abs. 1, § 13b Absatz 4 EnWG: Netz- und marktbezogene Maßnahmen: Redispatch und Countertrading, Netzreserveeinsätze
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
Umfang im Berichtszeitraum	Redispatch Gesamtmenge Erhöhungen + Reduzierungen von Marktkraftwerken und Erhöhung Reservekraftwerken (mit Probestarts und Testfahrten): In GWh Q1 2023: 11.400 Q2 2023: Q3 2023 Q4 2023 Gesamt:
Kostenschätzung im Berichtszeitraum	Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch, Countertrading sowie Vorhaltung und Einsatz Netzreservekraftwerke: in Mio EUR Q1 2023: 1.073 Q2 2023: Q3 2023 Q4 2023 Gesamt:
Vorläufige Gesamtkosten 2023	1.073 Mio. EUR

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 2: Netzengpassmanagementmaßnahmen der Jahre 2017 bis 2023

	Redispatch (ab Q3 2022 ist EinsMan im Redispatch integriert)			Netzreservkraftwerke				EinsMan (ab Q3 2022 ist Einsman in den Redispatch integriert)		Anpassungen von Stromspeisung
	Menge Marktkraftwerke GWh ¹	Kosten- schätzung Redispatch Mio. Euro ^{2,3,8}	Kostenschätzung Countertrading Mio. Euro ³	Menge GWh ⁴	Kosten- schätzung Abruf Mio. Euro ⁵	Leistung ⁵ MW	Jährliche Vorhalte- und abrufunabhängige Kosten Mio. Euro ⁶	Menge Ausfall- arbeit GWh ⁷	Schätzung Entschädigungen Mio. Euro	Menge GWh
2017	18456	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
	Reduzierung	Erhöhung						Reduzierung von Erneuerbaren		
2022	13.047	11.068	2.689,2	371,1	650,4	7.150	389,2	8.071		
Quartal 1	4.716	4.512	926,7	151,9	223,9		69,3	3.285	92	7,2
Quartal 2	1.845	2.010	446,4	56,4	692		69,9	2.134	56	0,2
Quartal 3	2.456	1.353	574,1	89,7	557		79,3	892		
Quartal 4	4.030	3.193	742,0	73,1	425		170,7	1.760		
2023						5.651				
Quartal 1	6.191	4.499	796,3	53,1	710		83,0	3.576		

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

1 Mengenangaben (Reduzierungen und Erhöhungen) inkl. Countertradingmaßnahmen. Ab dem dritten Quartal 2022 sind in den Mengen der Reduzierung von Marktkraftwerken auch die Reduzierungen der Erneuerbaren Energien enthalten.

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. Diese Mengen sind ab dem dritten Quartal 2022 in den Reduzierungen Marktkraftwerke enthalten.

8 Ab dem dritten Quartal 2022 ist in der Kostenschätzung die finanzielle Kompensation 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 2023 in GWh

Gesamt	11.400
Aufteilung nach Absenkung/Erhöhung	11.400
davon Absenkung	6.195
davon Absenkung von Erneuerbare Energien	3.576
davon Hochfahren	5.206
davon Marktkraftwerke	4.499
davon Reservekraftwerke (mit Testfahrten/Probestarts)	707
Aufteilung nach Maßnahmenart	11.400
Einzelüberlastungsmaßnahmen	4.219
4-ÜNB Maßnahmen	7.182
Aufteilung nach Maßnahmengrund	11.400
Spannungsbedingt	15
Strombedingt	11.222
Anforderung aus dem Ausland	19
sonstiges	144
Aufteilung nach geographischer Komponente	11.400
Nicht Grenzüberschreitend	4.741
Grenzüberschreitend	6.659
davon Countertrading	1.587

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 4: Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch-Maßnahmen mit Marktkraftwerken (ohne Countertradingkosten) im ersten Quartal 2023

Netzgebiet	Geschätzte Kosten in Mio. Euro
Regelzone TenneT	549,9
Regelzone 50Hertz	90,1
Regelzone TransnetBW	-24,0
Regelzone Amprion	159,7
Gesamt	775,7

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 5: Überlastete Netzelemente der ÜNB im ersten Quartal 2023

Betroffene Netzgebiete	Regelzone	Dauer in Stunden
Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr)	TenneT / Amprion	8.153
Großkrotzenburg - Dettingen/Urberach	TenneT / Amprion	2.796
Ovenstädt-Bechterdissen (Ovenstädt-Eickum-Bechterdissen)	TenneT	1.738
Stromkreis Würgassen - Sandershausen/ Bergshausen	TenneT	1.148
Leitung Hagenwerder - Mikulowa	50Hertz	1.136
Stromkreis Oberbachern - Ottenhofen	TenneT	1.109
Mecklar - Dipperz	TenneT	1.074
Landesbergen (Landesbergen-Wechold-Sottrum)	TenneT	959
Grafenrheinfeld-Stalldorf	TenneT / TransnetBW	918
Vierraden - Krajnik (DE_PL)	50Hertz	849
Dollern-Sottrum	TenneT	762
Bürrstadt-Pfungstadt-Hoheneck	Amprion	759
Dipperz - Großkrotzenburg	TenneT	756
Gebiet Daxlanden (Daxlanden-Maximiliansau-Goldgrund, Daxlanden-Weingarten)	TransnetBW / Amprion	730
Altheim (Altheim-Sittling, Altheim-Simbach-Sankt Peter (AT))	TenneT	729
Leitung Wahle-Mecklar	TenneT	700
Stromkreis Bergshausen - Borken	TenneT	631
Borken/Gießeln	TenneT	623
Urberach - Daxlanden	Amprion	571
Stromkreis Diele - Rhede - Dörpen	TenneT	564
Tiengen - Beznau / Aare Ost	Amprion	458
Grohnde - Vörden - Bergshausen	TenneT	423
Leitung Neuenhagen - Vierraden - Pasewalk	50Hertz	416
Lambsheim-Weingarten	Amprion	412
Bischofsheim - Pfungstadt	Amprion	339

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Karte zu Tabelle 5: Dauer der Überlastung auf den am stärksten betroffenen Netzelementen

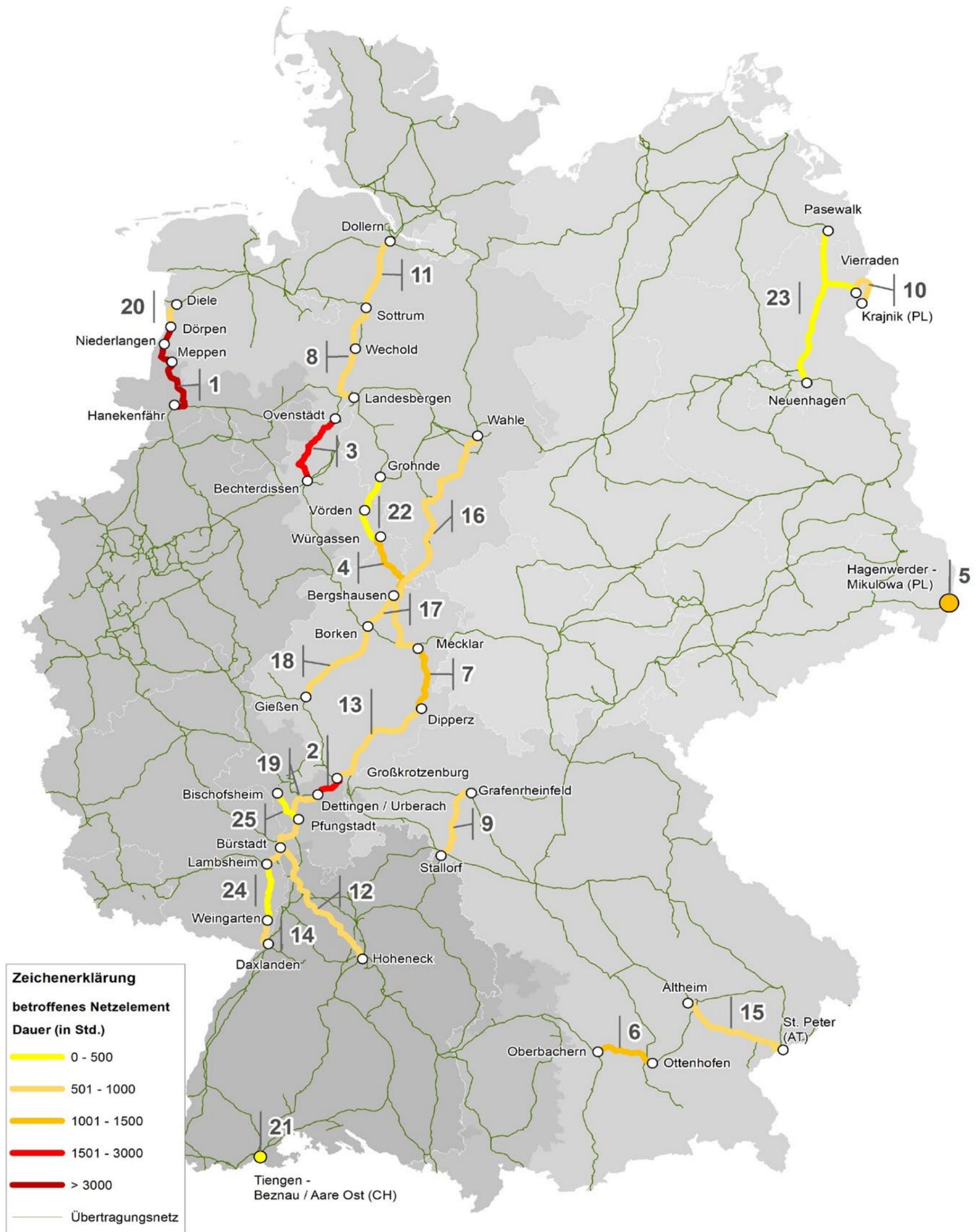


Tabelle 6: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im ersten Quartal 2023 (inkl. Probe- und Testfahrten)

	Tage	MWh Summe
Januar	26	289.289
Februar	26	217.830
März	24	203.003
Gesamt	76	710.123

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 7: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im deutschen Stromnetz zum Redispatch nach Energieträgern im ersten Quartal 2023 in GWh

Energieträger	Absenkung	Erhöhung
Wind (offshore)	2.164	-
Wind (onshore)	1.235	-
Braunkohle	956	193
Steinkohle	320	2.335
Solar	138	-
Erdgas	111	1.000
Biomasse einschl. Biogas	39	-
Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	3	1
Pumpspeicher	2	206
Laufwasser	0	-
Deponie-, Klär- und Grubengas	0	-
Mineralölprodukte	0	49
Unbekannt ¹	1.226	1.421

¹ Ein Teil der Redispatchmenge wird an der Börse beschafft. Diese Mengen können keinem Energieträger zugeordnet werden und fallen daher in die Kategorie „Unbekannt“. Ein weiterer Teil der unbekanntesten Redispatchmenge wird im Ausland angewiesen. Die Netzbetreiber haben keine Kenntnis über die im Ausland eingesetzten Energieträger.

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 8: Verteilung der Kraftwerkseinsätze nach Bundesländern im ersten Quartal 2023

Kraftwerksreduzierungen und -erhöhungen auf Anweisung im ersten Quartal 2023 in GWh

Bundesland	Absenkung	Erhöhung
Niedersachsen	1.913	306
Schleswig-Holstein	1.030	-
Brandenburg	669	0
Sachsen	422	8
Sachsen-Anhalt	321	-
Nordrhein-Westfalen	216	1.078
Mecklenburg-Vorpommern	168	-
Bayern	115	136
Bremen	58	-
nicht zutreffend (Börse)	58	870
Thüringen	27	-
Hessen	10	138
Berlin	8	-
Rheinland-Pfalz	8	58
Saarland	1	221
Baden-Württemberg	1	1.645
Hamburg	-	-
Ausland	1.169	745
Dänemark	1.160	1
Österreich	6	382
Schweiz	1	333
Frankreich	1	28
Tschechische Republik	1	-
Norwegen	0	-
Niederlande	-	1

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur



www.bundesnetzagentur.de

-  twitter.com/BNetzA
-  social.bund.de/@bnetza
-  youtube.com/BNetzA