

MARKTBEOBACHTUNG,  
MONITORING  
ELEKTRIZITÄT/GAS

# Quartals- Bericht

---

Netzengpassmanagement  
Drittes Quartal 2022



Bundesnetzagentur

## 2 Inhaltsverzeichnis

3 Kernaussagen zum dritten Quartal 2022

6 Erläuterungen und Definitionen

### Übersicht über durchgeführte Maßnahmen

8 Tabelle 1: Netzengpassmanagementmaßnahmen nach §13 EnWG

9 Tabelle 2: Netzengpassmanagementmaßnahmen der Jahre 2017-2022

### Bericht für das dritte Quartal 2022

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

17 Karte zu 8: Kraftwerksreduzierungen und -erhöhungen

# Netzengpassmanagement

## Drittes Quartal 2022

### Kernaussagen zum dritten Quartal 2022

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 Auswertesys-

tematik zur Folge. Erstmals in diesem Bericht sind die Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung von Erneuerbare Energien und die damit verbundenen Kosten Bestandteile der Redispatch-Mengen und -Kosten.

#### **Maßnahmenvolumen**

Das gesamte Maßnahmenvolumen für Netzengpassmanagement (strom- und spannungsbedingte Anpassungen durch Redispatch, Countertrading und Einsatz Netzreserve) liegt im dritten Quartal 2022 bei rund 4.366 GWh.

Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum ist das Maßnahmenvolumen um rund 16 Prozent gestiegen (Q3 2021: 3.771 GWh). Ursächlich für diesen Anstieg ist der im Zuge der Umsetzung des Redispatch 2.0 von einigen Netzbetreibern durchgeführte bilanzielle Ausgleich von abgeregelten EE-Anlagen. Dieser führte im Vergleich zum Vorjahr zu einem Anstieg der Mengen für das Hochfahren von Kraftwerken, die als positiver Redispatch ausgewiesen

werden. Es handelt sich hierbei jedoch um einen gewollten Effekt: Denn energiewirtschaftlich betrachtet geht es nicht um neue, sondern lediglich um erstmals sichtbare Strommengen. Im vorherigen 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, im Ergebnis führt dies zu einem Anstieg der ausgewiesenen Redispatch-Mengen.

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 Windeinspeisung 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 Hochfahrermengen, 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 liegen im dritten Quartal 2022 bei rund 911 Mio. Euro und sind im Vergleich zum Vorjahresquartal signifikant angestiegen (Q3 2021: 317 Mio. Euro). Die Gesamtkosten setzen sich wie folgt zusammen:

- Die vorläufigen Einsatzkosten für Redispatchmaßnahmen mit konventionellen Anlagen belaufen sich im dritten Quartal 2022 auf rund 348 Mio. Euro (Q3 2021: 55 Mio. Euro). Der Anstieg der Kosten ist dabei hauptsächlich auf die stark gestiegenen Brennstoffpreise (Kohle, Gas und Öl) zurückzuführen.
- Die Redispatchkosten aufgrund der Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung von Erneuerbare Energien betragen 227 Mio. Euro (Q3 2021: 124 Mio. Euro) und sind deutlich gestiegen. Ursächlich für den Anstieg der Kosten ist die finanzielle Kompensation an die Bilanzkreisverantwortlichen im Rahmen der BDEW-Übergangslösung. 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 war diese „Marktprämie“ eine nicht ins Gewicht fallende Größe. 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.

- Die vorläufigen Vorhalte- und einsatzunabhängigen Kosten für die Netzreserve für das dritte Quartal 2022 belaufen sich nach aktueller Kenntnis der Bundesnetzagentur auf 79,3 Mio. Euro (Q3 2021: 58,9 Mio. Euro). Die Einsatzkosten liegen bei rund 167,8 Mio. Euro (Q3 2021: 23,8 Mio. Euro), so dass sich die Kosten für die Netzreserve auf rund 247 Mio. Euro summieren. Der signifikante Anstieg der vorläufigen Einsatzkosten ist wie im Fall von Redispatchmaßnahmen mit konventionellen Anlagen auf die stark gestiegenen Brennstoffpreise (Kohle, Gas und Öl) zurückzuführen.
- Die Kosten für Countertrading im dritten Quartal 2022 betragen rund 90 Mio. Euro (Q3 2021: 55 Mio. Euro) und sind trotz der stark gesunkenen Countertrading-Menge (Q3 2022: 718 GWh; Q3 2021: 1.262 GWh) um 63 Prozent gestiegen. Ursächlich für diesen Anstieg ist die Entwicklung der Großhandelspreise.

## 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](http://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 dritten Quartal 2022

Netzengpassmanagementmaßnahmen nach §13 EnWG im dritten Quartal 2022				
	Redispatch	Einspeisemanagement	Anpassungsmaßnahmen	
<b>Gesetzliche Grundlage und Regelungsinhalt</b>	§ 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	
<b>Vorgaben für betroffene Anlagenbetreiber</b>	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	
<b>Umfang im Berichtszeitraum</b>	Redispatch Gesamtmenge Erhöhungen + Reduzierungen von Marktkraftwerken und Erhöhung Reservekraftwerken (ohne Probestarts und Testfahrten): In GWh  Q1 2022: 10.687 Q2 2022: 4.495 Q3 2022*: 4.310	Ausfallarbeit der EEG-vergüteten Anlagen (ÜNB und VNB): In GWh  Q1 2022: 3.285 Q2 2022: 2.133 Q3 2022*: 892	Abgeregelte Menge durch Anpassungsmaßnahmen (ÜNB und VNB): In GWh  Q1 2022: 7,2 Q2 2022: 0,2	
<b>Kostenschätzung im Berichtszeitraum</b>	Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch, Countertrading sowie Vorhaltung und Einsatz Netzreservekraftwerke: in Mio EUR  Q1 2022: 1.372 Q2 2022: 716 Q3 2022*: 911	Vorläufige geschätzte Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG (ÜNB und VNB): in Mio EUR  Q1 2022: 92 Q2 2022: 56	Keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber bei Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG	
<b>Vorläufige Gesamtkosten 2022**</b>	<b>3.147</b>	<b>Mio. EUR</b>		

\*Aufgrund des Wegfalls des Einspeisemanagements ist in der Redispatchmenge auch die Regelungsmenge der Erneuerbaren Energien mitenthalten.

\*\*In der Kostenschätzung ist die finanzielle Kompensation an die Bilanzkreisverantwortlichen im Rahmen der BDEW-Übergangslösung zum bilanziellen Ausgleich enthalten.

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur



Tabelle 2: Netzengpassmanagementmaßnahmen der Jahre 2017 bis 2022

	Redispatch (ab Q3 2022 ist EinsMan im Redispatch integriert)			Netzreservekraftwerke				EinsMan (ab Q3 2022 ist EinsMan in den Redispatch integriert)		Anpassungen von Stromerzeugung	
	Menge Markt-kraftwerke GWh <sup>1</sup>	Kosten- schätzung Redispatch Mio. Euro <sup>2,3</sup>	Kostenschätzung Countertrading Mio. Euro <sup>3</sup>	Menge GWh <sup>4</sup>	Kosten- schätzung Abruf Mio. Euro <sup>3</sup>	Leistung <sup>5</sup> MW	Jährliche Vorhalte- und abrufunabhängige Kosten Mio. Euro <sup>6</sup>	Menge Ausfall- arbeit GWh <sup>7</sup>	Schätzung Entschädigungen Mio. Euro	Menge GWh	
<b>2017</b>	<b>18456</b>	<b>391,6</b>	<b>29,0</b>	<b>2.129</b>	<b>183,9</b>	<b>11.430</b>	<b>296,1</b>	<b>5.518</b>	<b>609,9</b>	<b>34,5</b>	
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	
<b>2018</b>	<b>14.875</b>	<b>388,2</b>	<b>37,2</b>	<b>904</b>	<b>137,3</b>	<b>6.598</b>	<b>278,5</b>	<b>5.403</b>	<b>635,4</b>	<b>8,3</b>	
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	
<b>2019</b>	<b>13.323</b>	<b>227,2</b>	<b>64,2</b>	<b>430</b>	<b>81,6</b>	<b>6.598</b>	<b>196,5</b>	<b>6.482</b>	<b>709,5</b>	<b>9,3</b>	
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	
<b>2020</b>	<b>16.561</b>	<b>240,1</b>	<b>134,7</b>	<b>635</b>	<b>100,0</b>	<b>6.596</b>	<b>196,4</b>	<b>6.146</b>	<b>761,2</b>	<b>16</b>	
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	
<b>2021</b>	<b>20.405</b>	<b>589,7</b>	<b>396,7</b>	<b>1.280</b>	<b>249,2</b>	<b>5.670</b>	<b>242,9</b>	<b>5.818</b>	<b>807,1</b>	<b>20,4</b>	
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	
	<b>Reduzierung</b>	<b>Erhöhung</b>						<b>Reduzierung von Erneuerbaren</b>			
<b>2022</b>											
Quartal 1	4.716	4.512	926,7	151,9	1.564		223,9	69,3	3.285	92	7,2
Quartal 2	1.845	2.010	446,4 <sup>8</sup>	56,4	692		143,2	69,9	2.134	56	0,2
Quartal 3	2.456	1.353	574,1	89,7	557		167,8	79,3	892		

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 Netzreservekraftwerke inkl. Probestarts 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 KWKG vergütet werden. Diese Mengen sind ab dem dritten Quartal 2022 in den Reduzierungen Marktkraftwerke enthalten.

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

Quelle: Datenmeldungen der Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur

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

<b>Gesamt</b>	<b>4.310</b>
<b>Aufteilung nach Absenkung/Erhöhung</b>	<b>4.310</b>
davon Absenkung	2.456
davon Absenkung von Erneuerbaren Energien	892
davon Hochfahren	1.855
davon Marktkraftwerke	1.353
davon Reservekraftwerke (ohne Testfahrten/Probearbeitsgänge)	501
<b>Aufteilung nach Maßnahmenart</b>	<b>4.310</b>
Einzelüberlastungsmaßnahmen	2.403
4-ÜNB Maßnahmen	1.907
<b>Aufteilung nach Maßnahmengrund</b>	<b>4.310</b>
Spannungsbedingt	360
Strombedingt	3.806
Anforderung aus dem Ausland	60
sonstiges	85
<b>Aufteilung nach geographischer Komponente</b>	<b>4.310</b>
Nicht Grenzüberschreitend	2.025
Grenzüberschreitend	2.285
davon Countertrading	718

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

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

<b>Netzgebiet</b>	<b>Geschätzte Kosten in Mio. Euro</b>
Regelzone TenneT	325,4
Regelzone 50Hertz	108,1
Regelzone TransnetBW	-3,3
Regelzone Amprion	143,9
<b>Gesamt</b>	<b>574,1</b>

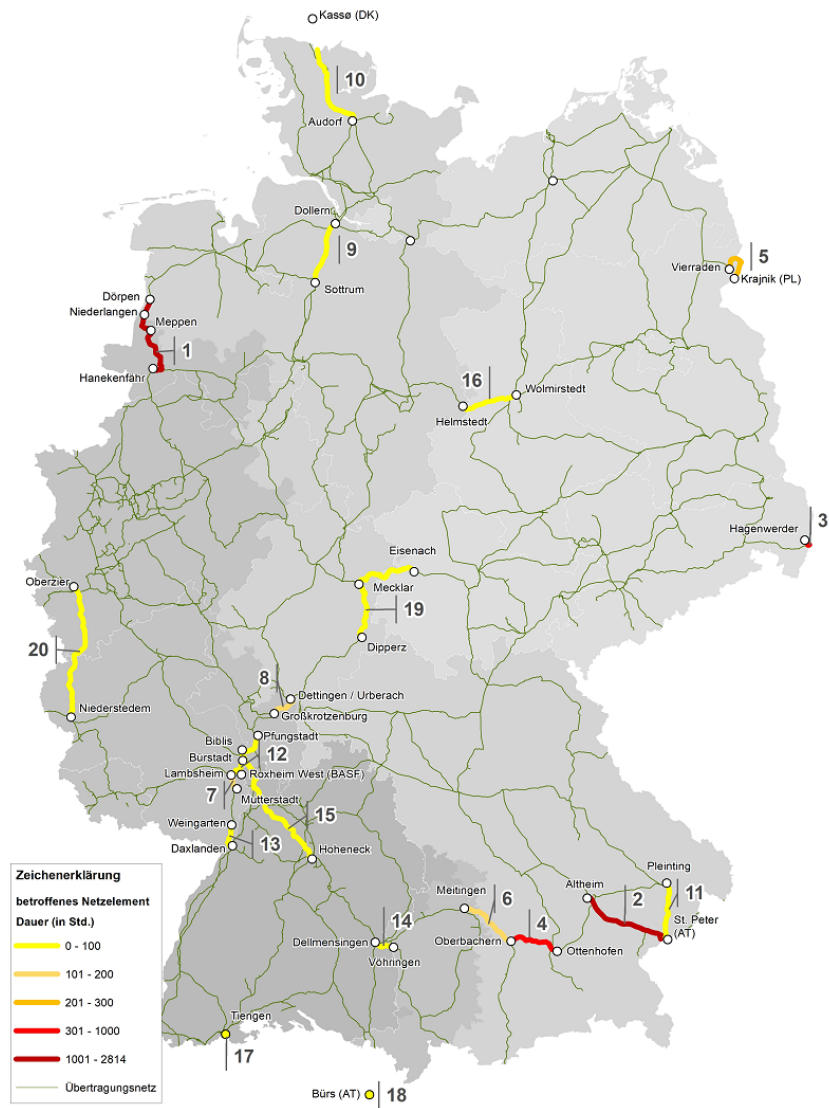
Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 5: Überlastete Netzelemente der ÜNB im dritten Quartal 2022

Betroffene Netzgebiete	Regelzone	Dauer in Stunden
Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr)	TenneT / Amprion	2.814
Altheim (Altheim-Sittling, Altheim-Simbach-Sankt Peter (AT))	TenneT	1.502
Leitung Hagenwerder - Mikulowa	50Hertz	477
Stromkreis Oberbachern - Ottenhofen	TenneT	334
Vierraden - Krajnik (DE_PL)	50Hertz	219
Meitingen - Oberbachern	Amprion / TenneT	200
Mutterstadt/ Roxheim West	Amprion	194
Großkrotzenburg - Dettingen/Urberach	TenneT / Amprion	160
Dollern-Sottrum	TenneT	98
Stromkreis Kassö - Audorf	TenneT	70
Stromkreis Pleinting - Sankt Peter/APG	TenneT	70
Biblis - Bürstadt - Lamsheim	Amprion	68
Gebiet Daxlanden (Daxlanden-Maximiliansau-Goldgrund, Daxlanden-Weingarten)	TransnetBW / Amprion	52
Leitung Vöhringen-Dellmensingen	Amprion	48
Bürstadt-Pfungstadt-Hoheneck	Amprion	46
Leitung Helmstedt - Wolmirstedt	50Hertz / TenneT	44
Tiengen - Beznau / Aare Ost	Amprion	34
Buers	TransnetBW	33
Leitung Mecklar - Eisenach	50Hertz / TenneT	32
Selhausen Ost (Oberzier-Niederstedem)	Amprion	28

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

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



Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 6: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im dritten Quartal 2022

	<b>Tage</b>	<b>MWh Summe</b>
Juli	31	252.924
August	27	222.967
September	23	80.957
<b>Gesamt</b>	<b>81</b>	<b>556.848</b>

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 7: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im dritten Quartal 2022

**Kraftwerkseinsätze im deutschen Stromnetz zum Redispatch nach Energieträgern im dritten Quartal 2022 in GWh**

Energieträger	Absenkung	Erhöhung
Steinkohle	530	853
Wind (onshore)	340	-
Wind (offshore)	327	-
Solar	219	-
Braunkohle	213	11
Erdgas	56	84
Kernenergie	25	6
Biomasse einschl. Biogas	4	-
Pumpspeicher	4	113
Speicherwasser (ohne Pumpspeicher)	1	3
Laufwasser	0	-
Wasser	0	-
Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	0	-
Kombination von Erneuerbaren Energien (Ausnahmefall)	0	-
Abfall	0	-
Deponie-, Klär- und Grubengas	0	-
Mineralölprodukte	-	14
Unbekannt <sup>1</sup>	737	827

<sup>1</sup> 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 unbekanntenen 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 dritten Quartal 2022

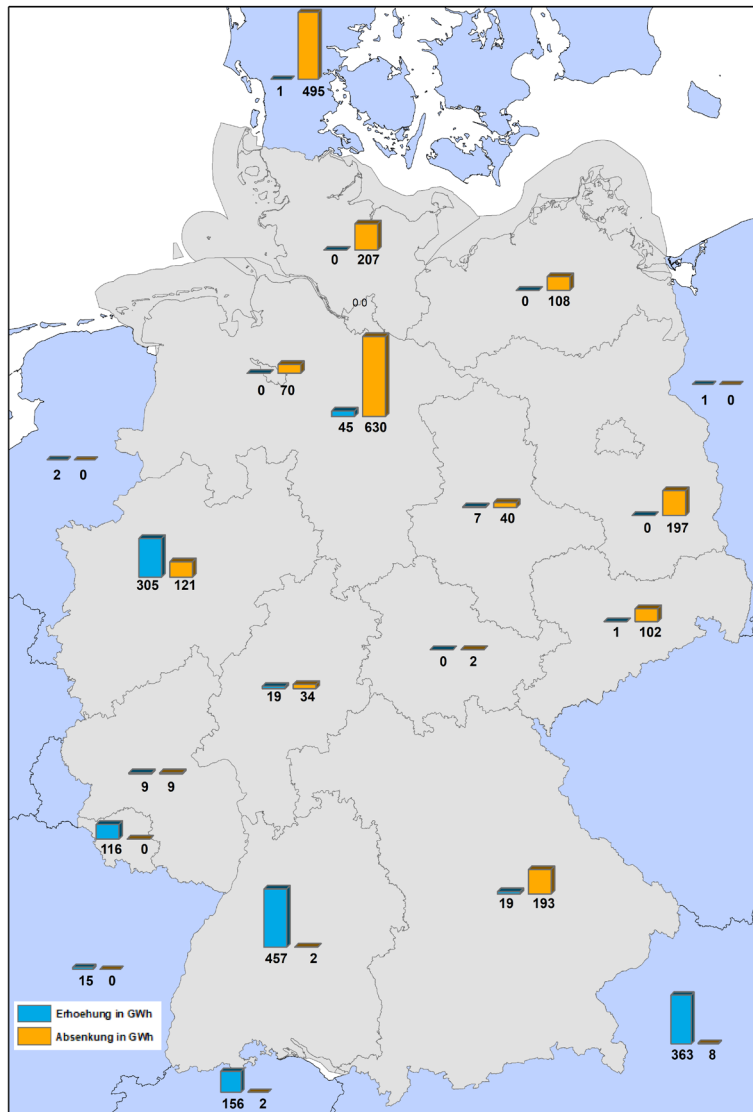
### Kraftwerksreduzierungen und -erhöhungen auf Anweisung im dritten Quartal 2022 in GWh

Bundesland	Absenkung	Erhöhung
Baden-Württemberg	2	457
Bayern	193	19
Berlin	0	-
Brandenburg	197	0
Bremen	70	-
Hamburg	-	-
Hessen	34	19
Mecklenburg-Vorpommern	108	-
Niedersachsen	630	45
Nordrhein-Westfalen	121	305
Rheinland-Pfalz	9	9
Saarland	-	116
Sachsen	102	1
Sachsen-Anhalt	40	7
Schleswig-Holstein	207	-
Thüringen	2	0
nicht zutreffend (Börse)	235	392
<b>Ausland</b>	<b>505</b>	<b>538</b>
Dänemark	495	1
Frankreich	-	15
Niederlande	0	2
Österreich	8	363
Polen	-	1
Schweiz	2	156

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur






## Karte zu Tabelle 8: Kraftwerksreduzierungen und -erhöhungen auf Anweisung im dritten Quartal 2022 in GWh



Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur



**[www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)**

-  [twitter.com/BNetzA](https://twitter.com/BNetzA)
-  [social.bund.de/@bnetza](https://social.bund.de/@bnetza)
-  [youtube.com/BNetzA](https://youtube.com/BNetzA)