

MARKTBEOBACHTUNG,  
MONITORING STROM/GAS,  
SMARD

# Quartals- Bericht

---

Netzengpassmanagement  
Viertes Quartal 2023



Bundesnetzagentur

## **2 Inhaltsverzeichnis**

3 Kernaussagen zum vierten Quartal 2023

6 Erläuterungen und Defintionen

## 7 Übersicht über durchgeführte Maßnahmen

7 Tabelle 1: Netzengpassmanagementmaßnahmen nach §13 EnWG

8 Tabelle 2: Netzengpassmanagementmaßnahmen der Jahre 2019-2023

## 9 Redispatchentwicklung

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

10 Tabelle 4: Aufteilung der Redispatch Mengen und Kosten nach Verursachung

11 Tabelle 5: Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch-Maßnahmen mit Marktkraftwerken

## 12 Überlastete Netzelemente

12 Tabelle 6: Überlastete Netzelemente der ÜNB

13 Karte zu 6: Dauer der Überlastung auf den am stärksten betroffenen Netzelementen

## 14 Einsatz Netzreserve

14 Tabelle 7: Zusammensetzung der Netzreserveeinsätze

## 15 Kraftwerkseinsätze Redispatch

15 Tabelle 8: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern

16 Tabelle 9: Verteilung der Kraftwerkseinsätze nach Bundesländern

# Netzengpassmanagement

## Viertes Quartal 2023

### Kernaussagen zum vierten 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.

Bei den im Rahmen dieses Berichtes angegebenen Kosten und Mengen handelt es sich teilweise um geschätzte Werte, weil die Meldkette von betroffenen nachgelagerten Verteilnetzbetreibern nicht immer optimal funktioniert und weil die betroffenen Anlagen zum Teil ihre Entschädigungsansprüche erst mit Verzögerung geltend machen.

### Maßnahmenvolumen

Das gesamte Maßnahmenvolumen für Netzengpassmanagement (strom- und spannungsbedingte Anpassungen durch Redispatch, Countertrading und Einsatz Netzreserve) lag im vierten Quartal 2023 bei rund 8.730 GWh und ist damit im Vergleich zum Vorjahresquartal um 14 Prozent gestiegen (Q4 2022: 7.648 GWh).

Der Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung ließen sich 4.943 GWh zuordnen (Q4 2022: 4.030 GWh). Davon entfielen 2.812 GWh auf Redispatch mit Erneuerbaren Energien (Q4 2022: 1.760 GWh). Obwohl rund 41 Prozent dieser Menge EE-Anlagen betrafen, die im Verteilernetz angeschlossen sind, lag der verursachende Netzengpass zu rund 78 Prozent im Übertragungsnetz. Rund 22 Prozent der Redispatchmenge mit Erneuerbaren Energien wurde aufgrund der Engpässe im Verteilernetz veranlasst.

Mit 1.504 GWh und 1.254 GWh waren Offshore- und Onshore-Windenergie die am meisten abgeregelten Energieträger. Im Vergleich zum Vorjahresquartal ist die Abregelung von Offshore- und Onshore-Windenergieanlagen um 18 bzw. 101 Prozent angestiegen.

Ursächlich für den Anstieg der Abregelungen von Onshore-Windenergieanlagen ist Anstieg der Einspeisung im vierten Quartal 2023, die 51,8 Prozent über dem Wert des Vorjahresquartals lag. Neben dem Ausbau trugen insbesondere förderliche Wetterbedingungen dazu bei. Besonders im Dezember kam es zu einer hohen Einspeisung (16,1 TWh).

Der Anstieg der Abregelungen von Offshore-Windenergieanlagen ist hauptsächlich auf die folgenden Faktoren zurückzuführen:

- Hohe und direkte engpassentlastende Wirksamkeit der Offshore-Windenergieanlagen
- Zusätzliches Redispatch-Potenzial durch Zubau von Offshore-Windenergie
- Einhaltung der Mindesthandelskapazität an der Grenze zu Dänemark
- Witterungsbedingte Schwankungen der Windeinspeisung

Ungeachtet der geschilderten Abregelungen lag das Verhältnis zur Gesamtstromerzeugung aus Erneuerbaren Energien der wegen strom- und spannungsbedingten Engpässen abgeregelte Anteil im vierten Quartal 2023 bei ca. vier Prozent<sup>1</sup> der Erneuerbaren Energien. Es konnten somit 96 Prozent der erneuerbaren Erzeugung transportiert und genutzt werden.

Die Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung der Markt- und Netzreservekraftwerken zur Engpassentlastung betrug im vierten Quartal 2023 3.786 GWh (Q4 2022: 3.527 GWh).

Die Netzreservekraftwerke wurden mit rund 262 GWh eingesetzt (Q4 2022: 425 GWh). Der Rückgang der Netzreserveeinsätze ist auf das in Kraft getretene Ersatzkraftwerkereithaltungsgesetz zurückzuführen. Um kurzfristig Erdgas in der Stromerzeugung einzusparen, konnten insbesondere mit Kohle befeuerte Kraftwerke von der Möglichkeit Gebrauch machen, mit ihren Anlagen aus der Netzreserve an den Strommarkt, befristet bis 2024, zurückzukehren.

Die Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung der Marktkraftwerke lag im vierten Quartal 2023 bei 3.524 GWh (Q4 2022: 3.193 GWh) und ist damit um 10 Prozent gestiegen. Dieser Anstieg korrespondiert mit dem Rückgang bei der Netzreserve. Im Übrigen handelt es sich hauptsächlich um Redispatch-Mengen, die aufgrund der Umsetzung von Redispatch 2.0 in den Datenabfragen bei den Netzbetreibern sichtbar geworden sind. Durch die Einführung des „Redispatch 2.0“ tragen die Netzbetreiber nunmehr die Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich auch von Abregelungen von Erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen. Dadurch ist es den Netzbetreibern möglich, den Ausgleich netztechnisch zu optimieren.

---

<sup>1</sup> 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.

## Kosten

Die vorläufigen Gesamtkosten für Netzengpassmanagementmaßnahmen lagen im vierten Quartal 2023 bei 755 Mio. Euro und sind im Vergleich zum vierten Quartal 2022, trotz gestiegener Mengen, um rund 31 Prozent gesunken (Q4 2022: 1.101 Mio. Euro). Diese Entwicklung ist hauptsächlich auf die gesunkenen Brennstoff- sowie Großhandelspreise zurückzuführen.

Die Gesamtkosten setzen sich wie folgt zusammen:

- Die vorläufigen Einsatzkosten für Redispatchmaßnahmen mit konventionellen Anlagen beliefen sich im vierten Quartal 2023 auf rund 420 Mio. Euro (Q4 2022: 765 Mio. Euro) und sind um rund 45 Prozent gesunken. Dabei ist zu beachten, dass der Aufwendersatz für die BKV in Höhe von 79 Mio. Euro (Q4 2022: 167 Mio. Euro) ein Bestandteil der Redispatchkosten war. 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.
- Die Kosten der Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung von Erneuerbaren Energien betragen rund 158 Mio. Euro (Q4 2022: 33 Mio. Euro). Ursächlich für diese Entwicklung sind die gesunkenen Großhandelspreise. 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 Förderung nach dem EEG in Form der sogenannten „Marktprämie“. Die Marktprämie ist die Differenz zwischen dem anzulegenden Wert und dem monatlichen Durchschnittspreis für Strom an der Börse. Der Anstieg der Marktprämie ist somit auf den Rückgang der Großhandelspreise zurückzuführen.

- Die vorläufigen vorhalte- und einsatzunabhängigen Kosten für die Netzreserve im vierten Quartal 2023 beliefen sich nach aktueller Kenntnis der Bundesnetzagentur auf 85 Mio. Euro (Q4 2022: 171 Mio. Euro). Die Einsatzkosten lagen bei rund 60 Mio. Euro (Q4 2022: 115 Mio. Euro), sodass die Kosten für die Netzreserve rund 145 Mio. Euro betragen. Der Rückgang der Kosten verlief proportional zur Entwicklung des Netzreserveeinsatzes und der Brennstoffpreise.
- Die Kosten für Countertrading im vierten Quartal 2023 betragen rund 32 Mio. Euro (Q4 2022: 73 Mio. Euro) und sind um rund 56 Prozent gesunken, trotz des starken mengenmäßigen Anstiegs (Q4 2023: 1.485 GWh; Q4 2022: 1.269 GWh). Die im Vergleich zum Vorjahresquartal gesunkenen Großhandelspreise haben zu dieser Entwicklung maßgeblich beigetragen. Der durchschnittliche Großhandelsstrompreis betrug mit 82,25 Euro/MWh weniger als die Hälfte des Vergleichspreises.

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.

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.

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

	<b>Redispatch</b>	
<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	
<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	
<b>Umfang im Berichtszeitraum</b>	Redispatch Gesamtmenge Erhöhungen + Reduzierungen von Marktkraftwerken und Erhöhung Reservekraftwerke (mit Probestarts und Testfahrten): In GWh	
	Q1 2023:	11.697
	Q2 2023:	7.158
	Q3 2023:	6.712
	Q4 2023:	8.730
	<b>Gesamt:</b>	<b>34.297</b>
<b>Kostenschätzung im Berichtszeitraum</b>	Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch, Countertrading sowie Vorhaltung und Einsatz Netzreservekraftwerke: in Mio EUR	
	Q1 2023:	1.170
	Q2 2023:	551
	Q3 2023:	609
	Q4 2023:	755
	<b>Gesamt:</b>	<b>3.086</b>
<b>Vorläufige Gesamtkosten 2023</b>	<b>3.086</b>	<b>Mio. EUR</b>

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 2: Netzengpassmanagementmaßnahmen der Jahre 2019 bis 2023

	Redispatch <small>(ab Q3 2022 ist EinsMan im Redispatch integriert)</small>			Netzreservkraftwerke				EinsMan <small>(ab Q3 2022 ist Einsman in den Redispatch integriert)</small>		Anpassungen von Stromeinspeisung	
	Menge Marktkraftwerke GWh <sup>1</sup>	Kosten- schätzung Redispatch Mio. Euro <sup>2, 3, 8</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>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>	<b>13.047</b>	<b>11.068</b>	<b>2.689,2</b>	<b>371,1</b>	<b>650,4</b>	<b>7.150</b>	<b>389,2</b>	<b>8.071</b>			
Quartal 1	4.716	4.512	926,7	151,9	1.564		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			
<b>2023</b>	<b>19.057</b>	<b>14.091</b>	<b>2.354</b>	<b>176</b>	<b>1.149</b>	<b>5.651</b>	<b>279</b>	<b>10.479</b>			
Quartal 1	6.488	4.499	872,4	53,0	710		81,9	3.875			
Quartal 2	3.884	3.182	426,7	42,1	92		52,8	1.835			
Quartal 3	3.741	2.886	476,8	48,1	85		59,6	1.957			
Quartal 4	4.943	3.524	578,3	32,5	262		84,7	2.812			

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.

9 Ab 2023 sind die Kosten von Probestarts und Testfahrten in den Abrufkosten mitenthalten.

Quelle: Datenmeldungen der Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur

Tabelle 3: Redispatch i.S.d. § 13 Abs. 1 EnWG im vierten Quartal 2023 in GWh

**Redispatch i.S.d. §13 Abs. 1 EnWG im vierten Quartal 2023 in GWh**

<b>Gesamt</b>	<b>8.730</b>
<b>Aufteilung nach Absenkung/Erhöhung</b>	
davon Absenkung	4.944
davon Absenkung von Erneuerbare Energien	2.812
davon Hochfahren	3.786
davon Marktkraftwerke	3.524
davon Reservekraftwerke	261
davon Probe- und Testfahrten	70
<b>Aufteilung nach Maßnahmenart</b>	
Einzelüberlastungsmaßnahmen	2.700
4-ÜNB Maßnahmen	5.267
nicht zuordenbar	763
<b>Aufteilung nach Maßnahmengrund</b>	
Spannungsbedingt	41
Strombedingt	7.698
Anforderung aus dem Ausland	39
sonstiges	189
nicht zuordenbar	763
<b>Aufteilung nach geographischer Komponente</b>	
Nicht Grenzüberschreitend	3.696
Grenzüberschreitend	5.034
davon Countertrading	1.485

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 4: Aufteilung der Redispatch-Mengen und Kosten nach Verursachung im vierten Quartal 2023

	Maßnahmen auf der		Verursachung im	
	ÜNB-Ebene	VNB-Ebene	ÜNB Netz	VNB Netz
<b>Redispatch (inkl. Netzreserve und Countertrading) in GWh</b>	<b>7.574</b>	<b>1.156</b>	<b>8.110</b>	<b>620</b>
Prozentuale Verteilung der Mengen	87%	13%	93%	7%
<b>Gesamtkosten von Redispatch* in Mio. Euro</b>	<b>645</b>	<b>110</b>	<b>733</b>	<b>23</b>
Prozentuale Verteilung der Kosten	85%	15%	97%	3%
<b>Redispatch mit Erneuerbaren Energien in GWh</b>	<b>1.657</b>	<b>1.155</b>	<b>2.193</b>	<b>619</b>
Prozentuale Verteilung der Mengen	59%	41%	78%	22%
<b>Kosten von Redispatch mit EE** in Mio. Euro</b>	<b>126</b>	<b>32</b>	<b>141</b>	<b>17</b>
Prozentuale Verteilung der Kosten	80%	20%	89%	11%

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

\*Die hier angegebenen Kosten enthalten die Kompensationszahlungen an den Bilanzkreisverantwortlichen. Diese können nicht explizit der verursachenden Netzebene zugeordnet werden und werden deshalb mittels der Verursachung auf der VNB-Ebene verteilt.

\*\*Kosten in der Spalte "Maßnahmen auf der ÜNB- bzw. VNB-Ebene" beziehen sich auf die Kosten, die auf der jeweiligen Netzebene anfallen. Kosten in der Spalte "Verursachung im ÜNB bzw. VNB Netz" beziehen sich auf die Kosten, die vom ÜNB bzw. VNB nach dem Verursacherprinzip getragen werden.

Tabelle 5: Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch-Maßnahmen mit Marktkraftwerken (ohne Countertradingkosten) im vierten Quartal 2023

**Vorläufige Kostenschätzung für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken im vierten Quartal 2023**

<b>Netzgebiet</b>	<b>Geschätzte Kosten in Mio. Euro</b>
Regelzone TenneT	418,7
Regelzone 50Hertz	115,3
Regelzone TransnetBW	-1,3
Regelzone Amprion	45,6
<b>Gesamt</b>	<b>578,3</b>

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

## Tabelle 6: Überlastete Netzelemente der ÜNB im vierten Quartal 2023

Die am meisten überlasteten Netzelemente der ÜNB im vierten Quartal 2023 auf Basis des PRD1 Betriebsplanungsprozesses

Betroffene Netzgebiete	Regelzone	Dauer in Stunden
Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr)	TenneT / Amprion	5.750
Ovenstädt-Bechterdissen (Ovenstädt-Eickum-Bechterdissen)	TenneT	2.438
Leitung Neuenhagen - Vierraden - Pasewalk	50Hertz	2.215
Leitung St. Huelfe - Ganderkesee	TenneT / Amprion	1.860
Vierraden - Krajnik (DE_PL)	50Hertz	1.541
Dollern-Sottrum	TenneT	1.488
Landesbergen (Landesbergen-Wechold-Sottrum)	TenneT	1.233
Stromkreis Würgassen - Sandershausen/ Bergshausen	TenneT	1.191
Stromkreis Bergshausen - Borken	TenneT	1.139
Großkrotzenburg - Dettingen/Urberach	TenneT / Amprion	994
Wahle - Stadorf	TenneT	922
Grohnde - Vörden - Bergshausen	TenneT	861
Dipperz - Großkrotzenburg	TenneT	773
Stadorf - Lüneburg - Krümmel	TenneT	761
Ensdorf - Vigny / Oberzier - Maasbracht	Amprion	719
Mecklar - Dipperz	TenneT	712
Leitung Wahle-Mecklar	TenneT	671
Borken/Gießen	TenneT	668
Stromkreis Emscherbruch - Mengede	Amprion	658
Gronau-Hanekenfähr	Amprion	645
Stromkreis Bechterdissen - Gütersloh	TenneT	638
Elbe-Weser-Leitung	TenneT	602
Stromkreis Landesbergen - Ovenstädt	TenneT	577
Leitung Hagenwerder - Mikulowa	50Hertz	477
Leitung Helmstedt - Wolmirstedt	50Hertz	458

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Karte zu Tabelle 6: Dauer der Überlastung auf den am stärksten betroffenen Netzelementen

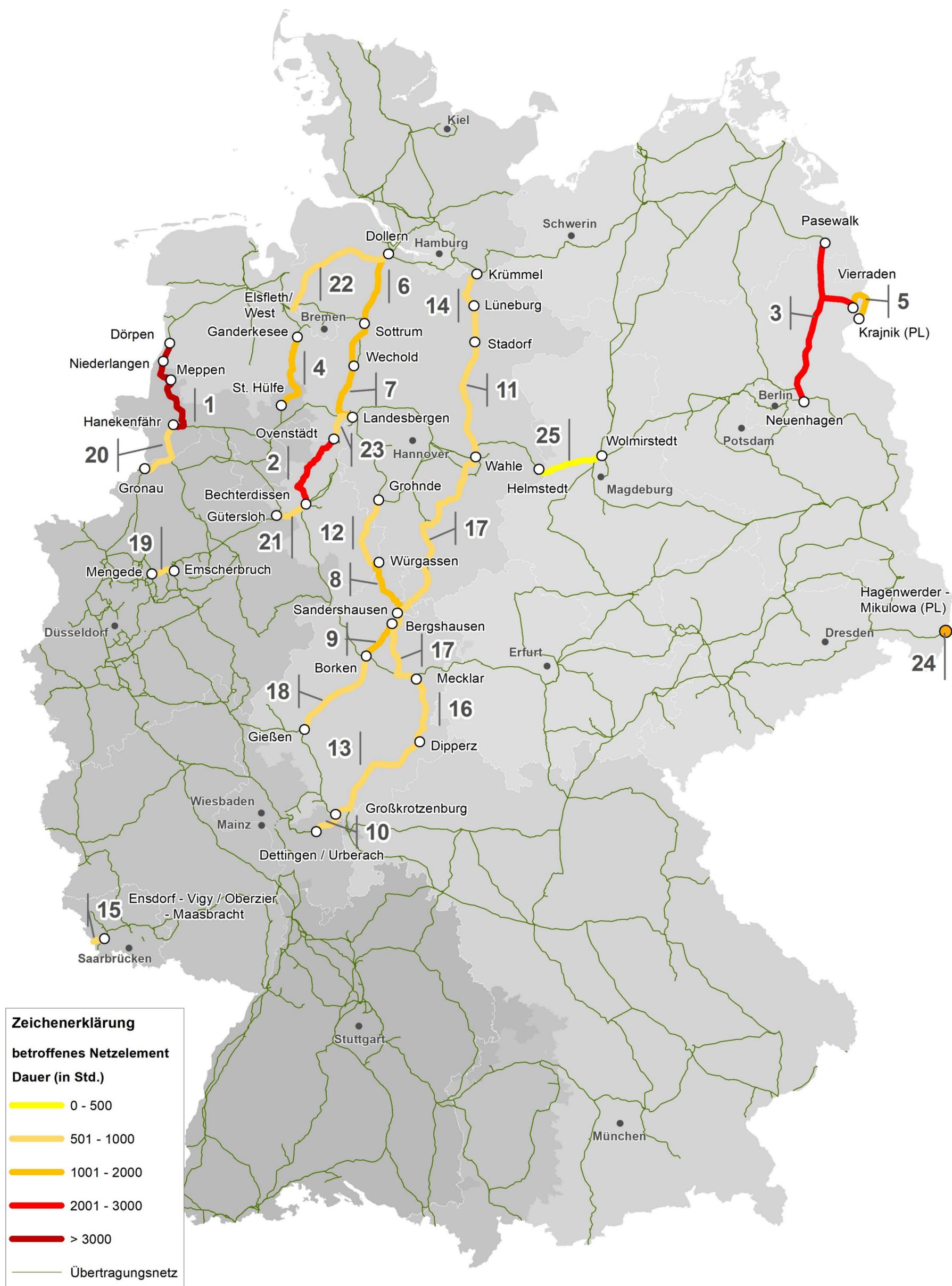


Tabelle 7: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im vierten Quartal 2023 in GWh

**Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im vierten Quartal 2023  
(inkl. Probe- und Testfahrten)**

	<b>Tage</b>	<b>MWh Summe</b>
Juli	23	115.293
August	24	88.886
September	17	57.137
<b>Gesamt</b>	<b>64</b>	<b>261.315</b>

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 8: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im vierten Quartal 2023

**Kraftwerkseinsätze im deutschen Stromnetz zum Redispatch nach Energieträgern im vierten Quartal 2023 in GWh**

Energieträger	Absenkung	Erhöhung
Wind (offshore)	1.504	-
Wind (onshore)	1.254	-
Braunkohle	433	540
Steinkohle	120	1.212
Erdgas	95	955
Solar	41	-
Biomasse einschl. Biogas	12	-
Kernenergie	11	-
Pumpspeicher	8	113
Mineralölprodukte	3	33
Laufwasser	0	-
Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	0	-
Speicherwasser (ohne Pumpspeicher)	0	-
Deponie-, Klär- und Grubengas	0	0
Unbekannt <sup>1</sup>	1.464	933

<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 unbekanntes Redispatchmenge wird im Ausland angewiesen. Die Netzbetreiber haben keine Kenntnis über die im Ausland eingesetzten Energieträger.

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

## Tabelle 9: Verteilung der Kraftwerkseinsätze nach Bundesländern im vierten Quartal 2023

### Kraftwerksreduzierungen und -erhöhungen auf Anweisung im vierten Quartal 2023 in GWh

Bundesland	Absenkung	Erhöhung
Niedersachsen	1.121	210
Schleswig-Holstein	950	0
Brandenburg	563	10
Mecklenburg-Vorpommern	242	-
Sachsen-Anhalt	199	10
Sachsen	135	19
Nordrhein-Westfalen	127	1.173
Berlin	54	0
Bayern	25	249
Bremen	16	3
Hessen	12	184
Thüringen	6	0
Hamburg	4	-
Saarland	3	51
Rheinland-Pfalz	5	155
Baden-Württemberg	0	689
nicht zutreffend (Börse)	86	742
<b>Ausland</b>	<b>1.396</b>	<b>291</b>
Dänemark	1.337	4
Österreich	35	262
Frankreich	19	-
Schweiz	4	23
Tschechische Republik	1	-
Norwegen	0	0
Polen	-	2

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur



**bundesnetzagentur.de**

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