

MARKTBEOBACHTUNG,
MONITORING STROM/GAS,
SMARD

Quartals- Bericht

Netzengpassmanagement
Drittes Quartal 2023



Bundesnetzagentur

2 Inhaltsverzeichnis

3 Kernaussagen zum dritten Quartal 2023

6 Erläuterungen und Defintionen

8 Übersicht über durchgeführte Maßnahmen

8 Tabelle 1: Netzengpassmanagementmaßnahmen nach §13 EnWG

9 Tabelle 2: Netzengpassmanagementmaßnahmen der Jahre 2019-2023

10 Redispatchentwicklung

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

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

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

13 Überlastete Netzelemente

13 Tabelle 6: Überlastete Netzelemente der ÜNB

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

15 Einsatz Netzreserve

15 Tabelle 7: Zusammensetzung der Netzreserveeinsätze

16 Kraftwerkseinsätze Redispatch

16 Tabelle 8: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern

17 Tabelle 9: Verteilung der Kraftwerkseinsätze nach Bundesländern

Netzengpassmanagement

Drittes Quartal 2023

Kernaussagen zum dritten 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.

Es ist zu beachten, dass es sich bei den im Rahmen dieses Berichtes angegebenen Kosten und Mengen teilweise um geschätzte Werte handelt.

Maßnahmenvolumen

Das gesamte Maßnahmenvolumen für Netzengpassmanagement (strom- und spannungsbedingte Anpassungen durch Redispatch, Countertrading und Einsatz Netzreserve) lag im zweiten Quartal 2023 bei rund 6.996 GWh und ist im Vergleich zum Vorjahresquartal um 4 Prozent gestiegen (Q2 2022: 6.737 GWh).

Der Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung ließen sich 3.741 GWh zurechnen (Q3 2022: 2.456 GWh). Davon entfielen 1.957 GWh auf Redispatch mit Erneuerbaren Energien (Q3 2022: 892 GWh).

Obwohl rund 44 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 1.058 GWh und 654 GWh waren Offshore- und Onshore-Windenergie die am meisten abgeregelten Energieträger. Im Vergleich zum Vorjahresquartal ist die Abregelung von Offshore- und Onshore-Windenergieanlagen um 223 bzw. 92 Prozent angestiegen.

Ursächlich für den Anstieg der Abregelungen von Onshore-Windenergieanlagen ist einerseits ein witterungsbedingter Anstieg der Erzeugung im dritten Quartal 2023 und andererseits die im Vergleich zum Vorjahresquartal um 2,3 GW gestiegene installierte Leistung.

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

Ungeachtet der geschilderten Abregelungen blieb im Verhältnis zur Gesamtstromerzeugung aus Erneuerbaren Energien der wegen strom- und spannungsbedingten Engpässen abgeregelte Anteil auch im dritten Quartal 2023 bei ca. drei Prozent¹ der Erneuerbaren Energien. Es konnten somit 97 Prozent der erneuerbaren Erzeugung transportiert und genutzt werden.

Die Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung der Markt- und Netzreservekraftwerken zur Engpassentlastung betrug im dritten Quartal 2023 2.971 GWh (Q3 2022: 1.910 GWh).

Die Netzreservekraftwerke wurden mit rund 85 GWh eingesetzt (Q3 2022: 557 GWh). Der Rückgang der Netzreserveeinsätze ist auf das in Kraft getretene Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz 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 dritten Quartal 2023 bei 2.886 GWh (Q3 2022: 1.353 GWh) und ist damit um 113 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.

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.

Kosten

Die vorläufigen Gesamtkosten für Netzengpassmanagementmaßnahmen lagen im dritten Quartal 2023 bei 602 Mio. Euro und sind im Vergleich zum dritten Quartal 2022, trotz gestiegener Mengen, um rund 34 Prozent gesunken (Q3 2022: 911 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 dritten Quartal 2023 auf rund 341 Mio. Euro (Q3 2022: 500 Mio. Euro) und sind um rund 32 Prozent gesunken. Dabei ist zu beachten, dass der Aufwendersatz für die BKV in Höhe von 54 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 123 Mio. Euro (Q3 2022: 5 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. Im Vorjahresquartal war die Marktprämie angesichts der hohen Strompreise eine nicht ins Gewicht fallende Größe.

- Die vorläufigen vorhalte- und einsatzunabhängigen Kosten für die Netzreserve im dritten Quartal 2023 beliefen sich nach aktueller Kenntnis der Bundesnetzagentur auf 59 Mio. Euro (Q3 2022: 79 Mio. Euro). Die Einsatzkosten lagen bei rund 31 Mio. Euro (Q3 2022: 168 Mio. Euro), sodass die Kosten für die Netzreserve rund 90 Mio. Euro betragen. In diesen Kosten sind auch die Kosten von Probestarts und Testfahrten in Höhe von rund 7 Mio. Euro enthalten. Der Rückgang der Kosten verlief proportional zur Entwicklung des Netzreserveeinsatzes und der Brennstoffpreise.
- Die Kosten für Countertrading im dritten Quartal 2023 betragen rund 48 Mio. Euro (Q3 2022: 90 Mio. Euro) und sind um rund 46 Prozent gesunken, trotz des starken mengenmäßigen Anstiegs (Q3 2023: 1.303 GWh; Q3 2022: 718 GWh). Die im Vergleich zum Vorjahresquartal gesunkenen Großhandelspreise haben zu dieser Entwicklung maßgeblich 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.

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 dritten 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 Reservekraftwerke (mit Probestarts und Testfahrten): In GWh <table style="margin-left: 20px; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Q1 2023:</td><td style="text-align: right;">11.697</td></tr> <tr><td>Q2 2023:</td><td style="text-align: right;">7.158</td></tr> <tr><td>Q3 2023:</td><td style="text-align: right;">6.712</td></tr> <tr><td>Q4 2023:</td><td></td></tr> </table> | Q1 2023: | 11.697 | Q2 2023: | 7.158 | Q3 2023: | 6.712 | Q4 2023: | |
| Q1 2023: | 11.697 | | | | | | | | |
| Q2 2023: | 7.158 | | | | | | | | |
| Q3 2023: | 6.712 | | | | | | | | |
| Q4 2023: | | | | | | | | | |
| | Gesamt: | | | | | | | | |
| Kostenschätzung im Berichtszeitraum | Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch, Countertrading sowie Vorhaltung und Einsatz Netzreservekraftwerke: in Mio EUR <table style="margin-left: 20px; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Q1 2023:</td><td style="text-align: right;">1.181</td></tr> <tr><td>Q2 2023:</td><td style="text-align: right;">563</td></tr> <tr><td>Q3 2023:</td><td style="text-align: right;">602</td></tr> <tr><td>Q4 2023:</td><td></td></tr> </table> | Q1 2023: | 1.181 | Q2 2023: | 563 | Q3 2023: | 602 | Q4 2023: | |
| Q1 2023: | 1.181 | | | | | | | | |
| Q2 2023: | 563 | | | | | | | | |
| Q3 2023: | 602 | | | | | | | | |
| Q4 2023: | | | | | | | | | |
| | Gesamt: | | | | | | | | |
| Vorläufige Gesamtkosten 2023 | 2.346 Mio. EUR | | | | | | | | |

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 2: Netzengpassmanagementmaßnahmen der Jahre 2019 bis 2023

| | Redispatch (ab Q3 2022 ist EinsMan im Redispatch integriert) | | | Netzreservekraftwerke | | | | EinsMan (ab Q3 2022 ist Einsman in den Redispatch integriert) | | Anpassungen von Stromeinspeisung |
|-------------|---|--|---|---------------------------|---|-----------------------------|---|--|---|-------------------------------------|
| | 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 ^{3,9} | Leistung ⁵ MW | Jährliche Vorhalte- und abrufunabhängige Kosten Mio. Euro ⁶ | Menge Ausfall- arbeit GWh ⁷ | Schätzung Entschädigungen Mio. Euro | Menge GWh |
| 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 | 3.237,9 | 7.150 | 389,2 | 8.071 | | |
| 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 | 692 | 143,2 | | 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 | 6.488 | 4.499 | 872,5 | 53,0 | 710 | | 86,6 | 3.875 | | |
| Quartal 2 | 3.884 | 3.182 | 431,1 | 41,9 | 92 | | 52,3 | 1.835 | | |
| Quartal 3 | 3.741 | 2.886 | 464,1 | 48,1 | 85 | | 58,9 | 1.957 | | |

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 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 dritten Quartal 2023 in GWh

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

| | |
|--|--------------|
| Gesamt | 6.712 |
| Aufteilung nach Absenkung/Erhöhung | |
| davon Absenkung | 3.741 |
| davon Absenkung von Erneuerbare Energien | 1.957 |
| davon Hochfahren | 2.971 |
| davon Marktkraftwerke | 2.886 |
| davon Reservekraftwerke | 85 |
| davon Probe- und Testfahrten | 32 |
| Aufteilung nach Maßnahmenart | |
| Einzelüberlastungsmaßnahmen | 3.188 |
| 4-ÜNB Maßnahmen | 3.015 |
| nicht zuordenbar | 509 |
| Aufteilung nach Maßnahmengrund | |
| Spannungsbedingt | 465 |
| Strombedingt | 5.395 |
| Anforderung aus dem Ausland | 131 |
| sonstiges | 212 |
| nicht zuordenbar | 509 |
| Aufteilung nach geographischer Komponente | |
| Nicht Grenzüberschreitend | 2.962 |
| Grenzüberschreitend | 3.750 |
| davon Countertrading | 1.303 |

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

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

| | Maßnahmen auf der | | Verursachung im | |
|---|-------------------|------------|-----------------|------------|
| | ÜNB-Ebene | VNB-Ebene | ÜNB Netz | VNB Netz |
| Redispatch (inkl. Netzreserve und Countertrading) in GWh | 5.846 | 866 | 6.274 | 438 |
| Prozentuale Verteilung der Mengen | 87% | 13% | 93% | 7% |
| Gesamtkosten von Redispatch* in Mio. Euro | 518 | 85 | 578 | 24 |
| Prozentuale Verteilung der Kosten | 86% | 14% | 96% | 4% |
| Redispatch mit Erneuerbaren Energien in GWh | 1.104 | 853 | 1.532 | 426 |
| Prozentuale Verteilung der Mengen | 56% | 44% | 78% | 22% |
| Kosten von Redispatch mit EE** in Mio. Euro | 93 | 30 | 103 | 20 |
| Prozentuale Verteilung der Kosten | 75% | 25% | 84% | 16% |

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 dritten Quartal 2023

Vorläufige Kostenschätzung für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken im dritten Quartal 2023

| Netzgebiet | Geschätzte Kosten in Mio. Euro |
|----------------------|---|
| Regelzone TenneT | 346,9 |
| Regelzone 50Hertz | 72,2 |
| Regelzone TransnetBW | 2,6 |
| Regelzone Amprion | 42,4 |
| Gesamt | 464,1 |

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 6: Überlastete Netzelemente der ÜNB im dritten Quartal 2023

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

| Betroffene Netzgebiete | Regelzone | Dauer in Stunden |
|---|------------------|-------------------------|
| Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr) | TenneT / Amprion | 2.906 |
| Ensdorf - Vigy / Oberzier - Maasbracht (DE_NL) | Amprion | 2.366 |
| Altheim (Altheim-Sittling, Altheim-Simbach-Sankt Peter) (DE_AT) | TenneT | 1.002 |
| Leitung Hagenwerder - Mikulowa (DE_PL) | 50Hertz | 735 |
| Landesbergen (Landesbergen-Wechold-Sottrum) | TenneT | 680 |
| Dollern-Sottrum | TenneT | 500 |
| Ovenstädt-Bechterdissen (Ovenstädt-Eickum-Bechterdissen) | TenneT | 426 |
| Vierraden - Krajnik (DE_PL) | 50Hertz | 425 |
| Großkrotzenburg - Dettingen/Urberach | TenneT / Amprion | 372 |
| Stadorf - Lüneburg - Krümmel | TenneT | 321 |
| Leitung Diele - Meeden | TenneT | 218 |
| Stromkreis Diele - Rhede - Dörpen | TenneT | 214 |
| Leitung Neuenhagen - Vierraden - Pasewalk | 50Hertz | 175 |
| Wahle - Stadorf | TenneT | 166 |
| Stromkreis Bergshausen - Borken | TenneT | 166 |
| Stromkreis Bechterdissen - Gütersloh | TenneT / Amprion | 132 |
| Stromkreis Landesbergen - Ovenstädt | TenneT | 114 |
| Grohnde - Würgassen | TenneT | 113 |
| Stromkreis Wilster - Audorf | TenneT | 111 |
| Tiengen - Beznau / Aare Ost | Amprion | 85 |

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

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

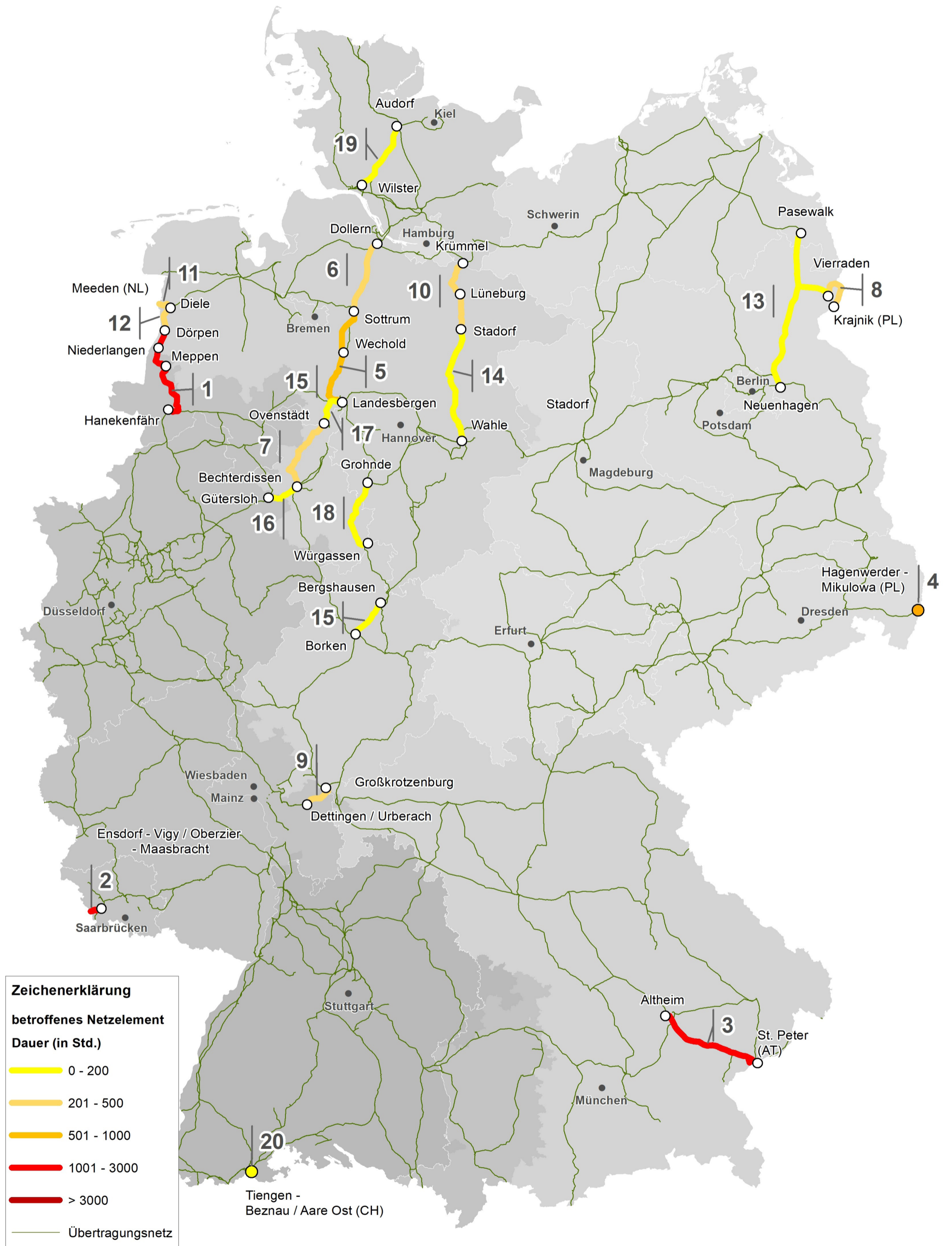


Tabelle 7: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im dritten Quartal 2023 in GWh

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

| | Tage | MWh Summe |
|---------------|-------------|------------------|
| Juli | 17 | 51.833 |
| August | 10 | 21.739 |
| September | 8 | 10.930 |
| Gesamt | 35 | 84.501 |

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

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

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

| Energieträger | Absenkung | Erhöhung |
|---|-----------|----------|
| Wind (offshore) | 1.058 | - |
| Wind (onshore) | 654 | - |
| Braunkohle | 254 | 477 |
| Solar | 233 | - |
| Steinkohle | 41 | 816 |
| Erdgas | 36 | 574 |
| Kernenergie | 18 | - |
| Biomasse einschl. Biogas | 11 | - |
| Pumpspeicher | 1 | 92 |
| Speicherwasser (ohne Pumpspeicher) | 1 | - |
| Mineralölprodukte | 0 | 18 |
| Laufwasser | 0 | - |
| Sonstige Energieträger (erneuerbar) | 0 | - |
| Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar) | 0 | 0 |
| Deponie-, Klär- und Grubengas | 0 | - |
| Abfall | 0 | - |
| Unbekannt ¹ | 1.432 | 993 |

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 unbekannteren 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 dritten Quartal 2023




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

| Bundesland | Absenkung | Erhöhung |
|--------------------------|--------------|------------|
| Niedersachsen | 735 | 144 |
| Schleswig-Holstein | 693 | - |
| Brandenburg | 297 | 25 |
| Sachsen | 73 | 159 |
| Sachsen-Anhalt | 97 | 9 |
| Mecklenburg-Vorpommern | 117 | 3 |
| Bayern | 165 | 171 |
| Berlin | 17 | 0 |
| Nordrhein-Westfalen | 56 | 873 |
| Thüringen | 16 | - |
| Hessen | 7 | 62 |
| Bremen | 5 | - |
| Rheinland-Pfalz | 5 | 18 |
| Baden-Württemberg | 3 | 390 |
| Saarland | 0 | 36 |
| Hamburg | 0 | - |
| nicht zutreffend (Börse) | 225 | 702 |
| Ausland | 1.229 | 380 |
| Dänemark | 1.091 | 2 |
| Österreich | 77 | 266 |
| Schweiz | 23 | 105 |
| Frankreich | 34 | 4 |
| Norwegen | - | 0 |
| Polen | - | 2 |
| Tschechische Republik | 2 | - |
| Luxemburg | - | 0 |
| Niederlande | 1 | - |

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur



bundesnetzagentur.de

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