



Bundesnetzagentur

# **Bericht zum Redispatch nach Artikel 13 Verordnung (EU) 2019/943**

## Entwicklungsstand, Maßnahmen und nächste Schritte





# **Bericht zum Redispatch nach Artikel 13 Verordnung (EU) 2019/943**

Entwicklungsstand, Maßnahmen und nächste Schritte

Erscheinungsdatum: 05. Januar 2022

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,  
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Referat 615

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

E-Mail: [monitoring.energie@bnetza.de](mailto:monitoring.energie@bnetza.de)

**Bericht zum Redispatch nach  
Artikel 13 Verordnung (EU) 2019/943**

(4) Die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber legen der zuständigen Regulierungsbehörde zumindest jährlich einen Bericht vor, und zwar über a) den Entwicklungsstand und die Wirksamkeit der marktbasier-ten Redispatch-Mechanismen für Stromerzeugungs-, Energiespeicherungs- und Laststeuerungsanlagen, b) die Gründe, das Volumen in MWh und die Art der Erzeugungsquelle, die einem Redispatch unterliegen, c) die Maßnahmen – einschließlich Investitionen in die Digitalisierung der Netzinfrastruktur und in Dienstleistungen zur Erhöhung der Flexibilität –, dank deren der abwärts gerichtete Redispatch von Erzeugungseinrichtungen, in denen erneuerbare Energiequellen oder hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden, künftig seltener erforderlich ist.

Die Regulierungsbehörden leiten den Bericht an ACER weiter und veröffentlichen eine Zusammenfassung der in Unterabsatz 1 Buchstabe a, b und c genannten Daten, der sie nötigenfalls Verbesserungsvorschläge beifügen.

(6) Bei nicht marktbasierendem abwärts gerichtetem Redispatch gelten folgende Grundsätze: ...d) Abwärts gerichteter Redispatch gemäß den Buchstaben a, b und c ist hinreichend und auf transparente Weise zu begründen. Die Begründung ist in den Bericht gemäß Absatz 3 aufzunehmen.



## Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	5
1 Einleitung .....	6
2 Entwicklungsstand und Wirksamkeit marktbasierter Redispatch-Mechanismen .....	6
3 Netzenspassmanagement: Maßnahmenart, Gründe und Volumen .....	7
3.1 Redispatch .....	7
3.2 Einspeisemanagement.....	10
4 Geplante Schritte zur künftigen Reduktion der Netzenspassmanagement- Maßnahmen .....	12
4.1 Maßnahmen auf der Übertragungsnetzebene .....	12
4.2 Maßnahmen auf der Verteilernetzebene .....	13
5 Glossar .....	17
6 Abbildungsverzeichnis .....	19
7 Tabellenverzeichnis .....	19
Impressum.....	21

## 1 Einleitung

Die deutschen Netzbetreiber sind gesetzlich ermächtigt und verpflichtet, zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bestimmte Maßnahmen zu ergreifen. Dazu gehören sowohl netz- als auch marktbezogene Maßnahmen, wie Netzschaltungen, ab- und zuschaltbare Lasten, Redispatch und Countertrading sowie Netzreserveeinsätze. Diese netzstabilisierenden Maßnahmen tragen zur hohen Zuverlässigkeit des Elektrizitätssystems in Deutschland bei und haben durch den Wandel des Systems in den vergangenen Jahren an Bedeutung gewonnen. Dieser Wandel ist u.a. geprägt durch den Ausbau von relativ lastfernen Windenergieanlagen, Veränderungen im konventionellen Kraftwerkspark und sich ändernde Rahmenbedingungen für den Stromhandel mit anderen Staaten. Bei gleichzeitigen Verzögerungen im Netzausbau führen diese Veränderungen zu Netzbelastungen, zu deren Behebung die Netzbetreiber verpflichtet sind. In der folgenden Betrachtung werden marktbezogene Maßnahmen (Redispatch und Einspeisemanagement) und die Netzreserve, als Netzengpassmanagement zusammengefasst und analysiert.

## 2 Entwicklungsstand und Wirksamkeit marktbasierter Redispatch-Mechanismen

Deutschland verfolgt derzeit einen kostenbasierten Ansatz beim Engpassmanagement. Ob ein marktbasierter Redispatch in Deutschland sinnvoll ist, wurde im Rahmen eines im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie durchgeführten Gutachtens<sup>1</sup> untersucht. Laut des Aktionsplans Gebotszone gemäß Art. 15 Verordnung (EU) 2019/943 hat das Gutachten ergeben, dass "eine Umstellung auf marktbasierter Redispatch zu erheblichen Verwerfungen auf dem Strommarkt und zu einem massiven Anstieg von Netzengpässen führen würde. Das Gutachten zeigt, dass zwei der Ausnahmen, die in Art. 13 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2019/943 vorgesehen sind, vorliegen: Es ist mit erheblichem strategischem, engpassverstärkendem Verhalten zu rechnen und es fehlt an ausreichend Wettbewerb." <sup>2</sup>

---

<sup>1</sup> Neon, Consentec et al. (2019): Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch. Untersuchung im Auftrag des BMWi, Oktober 2019 ([www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/strommarkt-der-zukunft.html?id912106](http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/strommarkt-der-zukunft.html?id912106))

<sup>2</sup> BWWI (2019); Aktionsplan Gebotszone, S. 39, Dezember 2019 ([https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=10](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.pdf?__blob=publicationFile&v=10))



### 3 Netzengpassmanagement: Maßnahmenart, Gründe und Volumen

Eine Übersicht über den Umfang und die vorläufigen Kosten von Netzengpassmanagement bietet Tabelle 1. Das gesamte Maßnahmenvolumen für Netzengpassmanagementmaßnahmen ist im Jahr 2020 im Vergleich zum Jahr 2019 gestiegen. Die vorläufigen Gesamtkosten liegen bei rund 1,4 Mrd. Euro und sind damit ebenfalls etwas höher als im Vorjahr. (2019: 1,3 Mrd. Euro).

#### Elektrizität: Netzengpassmanagementmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2020

	Redispatch	Einspeisemanagement	Anpassungsmaßnahmen
<b>Gesetzliche Grundlage und Regelungsinhalt</b>	§ 13 Abs. 1. § 13 a Abs. 1. § 13b Absatz 4 EnWG: Netz- und marktbezogene Maßnahmen: Netzschaltungen, wie beispielsweise Regelernergie, ab- und zuschaltbare Lasten, 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):  <b>16.795 GWh</b>	Ausfallarbeit der EEG-vergüteten Anlagen (ÜNB und VNB):  <b>6.146 GWh</b>	Abgeregelte Menge durch Anpassungsmaßnahmen (ÜNB und VNB):  <b>16,1 GWh</b>
<b>Kostenschätzung im Berichtszeitraum</b>	Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch. Countertrading sowie Einsatz und Vorhaltung Netzreservekraftwerke:  <b>637,4 Mio. Euro</b>	Vorläufige geschätzte Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG (ÜNB und VNB):  <b>761,2 Mio. Euro</b>	Keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber bei Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG

Tabelle 1: Netzengpassmanagementmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2020 (Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur)

#### 3.1 Redispatch

Im Jahr 2020 sind beim Redispatch-Prozess Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von rund 16.795 GWh (8.522 GWh Einspeisereduzierungen und 8.273 GWh Einspeiserhöhungen) von konventionellen

Markt- und Netzreservekraftwerken angefordert worden. Die Anforderungen zur Leistungsveränderung von Kraftwerken lagen somit über denen des Vorjahres (2019: 13.521 GWh).

In der Tabelle 2 wird das Redispatch-Volumen nach Richtung der Maßnahmen, Maßnahmenart, Maßnahmengrund sowie nach geographischen Komponenten aufgeteilt. Die größten Veränderungen haben sich aus den folgenden Gründen ergeben:

- Im Vergleich zum Vorjahr erhöhte sich insbesondere das Volumen der spannungsbedingten Maßnahmen im zweiten Quartal 2020 durch die niedrigere Last aufgrund des zurückgegangenen Stromverbrauchs während der Corona-Zeit.
- Die Menge des Countertradings, das statistisch zusammen mit dem Redispatch erfasst wird, stieg im Jahr 2020 weiter. Der Anstieg lässt sich größtenteils auf die bilaterale Vereinbarung zwischen Deutschland und Dänemark zurückführen. Diese sieht Mindesthandelskapazitäten für die Grenze zwischen Dänemark-West und Deutschland sowie eine Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber bei Countertrading-Maßnahmen vor.

## Redispatch i.S.d. §13 Abs. 1 EnWG im Jahr 2020 in GWh

	2020
<b>Gesamt</b>	16.795
<b>Aufteilung nach Absenkung/Erhöhung</b>	16.795
davon Absenkung	8.522
davon Hochfahren	8.273
davon Marktkraftwerke	7.891
davon Reservekraftwerke (ohne Testfahrten/Probearbeitsläufe)	382
<b>Aufteilung nach Maßnahmenart</b>	16.795
Einzelüberlastungsmaßnahmen	11.561
4-ÜNB Maßnahmen	5.235
<b>Aufteilung nach Maßnahmengrund</b>	16.795
Spannungsbedingt	2.926
Strombedingt	13.869
<b>Aufteilung nach geographischer Komponente</b>	16.795
Nicht Grenzüberschreitend	7.837
Grenzüberschreitend	8.958
davon Countertrading	5.671

Tabelle 2: Aufteilung des Redispatch-Volumens (Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur)

Im Jahr 2020 wurde von inländischen Marktkraftwerken sowie von in- und ausländischen Reservekraftwerken eine Gesamtmenge von 11.085 GWh (9.984 GWh Einspeisereduzierungen und 5.020 GWh Einspeiserhöhungen) zur Behebung von Netzengpässen erbracht.

Tabelle 3 gibt eine Übersicht über die Energieträger der zum Redispatch herangezogenen Kraftwerke. Ein Teil der Redispatchmenge wird an der Börse beschafft. Diese Mengen können keinem Energieträger zugeordnet werden und fallen daher in die Kategorie „Unbekannt“. Im Wesentlichen finden sich hier die über die Börse beschafften Ausgleichsgeschäfte für den spannungsbedingten Redispatch wieder. Bei einigen wenigen Einsätzen ist dem Übertragungsnetzbetreiber die verwendete Brennstoffart des Kraftwerks nicht bekannt, diese werden ebenfalls unter der Kategorie „Unbekannt“ zusammengefasst.

### Kraftwerkseinsätze im deutschen Stromnetz zum Redispatch nach Energieträgern im Jahr 2020 in GWh

Energieträger	Absenkung	Erhöhung
Braunkohle	969	215
Erdgas	133	546
Kernenergie	670	4
Mineralölprodukte	-	31
Pumpspeicher	12	157
Steinkohle	754	3.114
unbekannt <sup>1</sup>	1.510	2.968
Speicherwasser	0	0

<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".

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 3: Übersicht über die Energieträger der zum Redispatch herangezogenen Kraftwerke

### 3.2 Einspeisemanagement

Einspeisemanagement-Maßnahmen regelten, ebenfalls im Jahr 2020, knapp drei Prozent der in Deutschland produzierten Erneuerbaren Energien ab. Rechnerisch ist die Quote zwar minimal gesunken, sie liegt aber weiterhin in etwa auf dem Vorjahres-Niveau. Die Abregelungen im Verhältnis zur Erzeugung aus Erneuerbaren Energien haben sich somit nicht wesentlich verändert.

Die absoluten Abregelungsmengen von Strom aus Erneuerbaren Energien im Rahmen des Einspeisemanagements (EinsMan) lagen im Jahr 2020 bei 6.146 GWh und sind im Vergleich zum Vorjahr um rund fünf Prozent gesunken (2019: 6.482 GWh). Dieser Rückgang dürfte auf die sukzessive Inbetriebnahme von Netzausbauprojekten in Schleswig-Holstein zurückzuführen sein. Mit rund 67 Prozent der Ausfallarbeit bleibt Windenergie an Land der am meisten abgeregeltete Energieträger, gefolgt von Windenergie auf See mit rund 29 Prozent.

Auch wenn rund 69 Prozent der EinsMan-Maßnahmen im Verteilernetz abgeregelt wurden, lag der verursachende Netzengpass zu rund 79 Prozent im Übertragungsnetz bzw. in der Netzebene zwischen Übertragungs- und Verteilernetz. Die Tatsache, dass rund 79 Prozent der Maßnahmen ursächlich in den Übertragungsnetzen und deren Übergabepunkten ist, unterstreicht nochmal den Bedarf an einem zügigen Netzausbau des Übertragungsnetzes.

Die geschätzten EinsMan-Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber beliefen sich im Jahr 2020 auf rund 761,2 Mio. Euro (2019: 709,5 Mio. Euro). Dieser Anstieg von etwa sieben Prozent ist auf die verstärkte Einspeisereduzierung von Offshore-Windenergieanlagen zurückzuführen. Die Entschädigungsansprüche werden über die Netzentgelte von den Letztverbrauchern getragen, allerdings wird ein Teil dieser Kosten durch die Reduktion der ebenfalls vom Netznutzer zu zahlenden EEG-Umlage kompensiert, da abgeregelt Anlagen keine Vergütung oder Marktprämie nach dem EEG erhalten. Eine Aufteilung der abgeregelteten Energieträger für das Jahr 2020 ist Tabelle 4 zu entnehmen.

### Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im Gesamtjahr 2020

Energieträger	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte	Prozentuale
			Entschädigungsansprüche in Mio. Euro	
Gesamtjahr 2020				
Wind (onshore)	4.145	67,4%	362,031	47,6%
Wind (offshore)	1.797	29,2%	359,451	47,2%
Solar	165	2,7%	32,521	4,3%
Biomasse einschl. Biogas	35	0,6%	7,009	0,9%
KWK-Strom	3	0,1%	0,108	0,0%
Laufwasser	0	0,0%	0,031	0,0%
Deponie-, Klär- und Grubengas	0	0,0%	0,005	0,0%
KWK-Wärme	0	0,0%	0,047	0,0%
<b>Gesamt</b>	<b>6.146</b>	<b>100%</b>	<b>761,201</b>	<b>100%</b>

Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur

Tabelle 4: Aufteilung der abgeregelteten Energieträger

## 4 Geplante Schritte zur künftigen Reduktion der Netzengpassmanagement-Maßnahmen

### 4.1 Maßnahmen auf der Übertragungsnetzebene

Ohne die Umsetzung von Netzausbau würden die notwendigen Maßnahmen für Redispatch in Zukunft mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien rapide ansteigen.

Die Bundesnetzagentur hat mit dem Netzentwicklungsplan 2019-2030 am 20. Dezember 2019 insgesamt 114 Maßnahmen bestätigt. Ein Großteil dieser Maßnahmen ist als Verstärkung bereits bestehender Verbindungen geplant. Zusätzlich sind im Netzentwicklungsplan Maßnahmen zur Optimierung, wie das sogenannte Monitoring von Freileitungen und innovative technische Ansätze, berücksichtigt. Der Netzausbau ist erforderlich, um bis zum Jahr 2030 mit einem Anteil von 65 Prozent am Bruttostromverbrauch erneuerbare Energien ins Netz zu integrieren und diesen CO<sub>2</sub>-neutralen Strom der gesamten Bundesrepublik zur Verfügung zu stellen. Ohne den Netzausbau wäre diese Integration nicht möglich und es müssten in hohem Umfang Redispatch-Maßnahmen erfolgen. Die Berechnungen der Bundesnetzagentur im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2019-2030 zeigen, dass mit der Realisierung der derzeit bestätigungsfähigen Netzausbaumaßnahmen der Bedarf an Redispatch-Maßnahmen auf circa zwei TWh zurückgeht.

Zusätzlich zu den genannten Netzausbaumaßnahmen hat die Bundesnetzagentur sogenannte Phasenschiebertransformatoren geprüft und bestätigt. Dabei handelt es sich um Transformatoren, die durch Änderungen der Spannungswinkel Einfluss auf die Leistungsflüsse nehmen können. Dadurch können Engpässe vermieden werden und es sind weniger Redispatch-Maßnahmen erforderlich. Die Bundesnetzagentur hat im Netzentwicklungsplan 2019-2030 insgesamt elf solcher Phasenschiebertransformatoren als Ad-Hoc-Maßnahmen zur Reduktion von Redispatch bestätigt. Zusätzlich wurde eine Serienkompensation bestätigt, die ebenfalls Einfluss auf die Leistungsflüsse nimmt und dadurch, genau wie die Phasenschiebertransformatoren, Redispatch reduziert. Die Berechnungen im Netzentwicklungsplan 2019-2030 haben gezeigt, dass alleine durch diese zwölf Ad-Hoc-Maßnahmen in Summe etwa zwei Milliarden Euro Redispatch-Kosten in vier Jahren vermieden werden können.

Eine weitere Maßnahme, um einem steigenden Bedarf an Redispatch entgegen zu wirken, kann die sogenannte reaktive Netzbetriebsführung sein. Dabei handelt es sich um Maßnahmen, die bei Ausfall einer Leitung schnell aktivierbar sind und einer drohenden Überlastung entgegenwirken. Dies ist beispielsweise durch HGÜ-Leitungen (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung), Batterien (Netzbooster) oder kurzfristig regelbare Windparks denkbar.

Das Investitionsvolumen für alle genannten landseitigen Maßnahmen, die gemäß der Bestätigung des Netzentwicklungsplan 2019-2030 als erforderlich identifiziert wurden, wird auf rund 55 Milliarden Euro geschätzt. Das genannte Volumen kann, wie in der Tabelle 5 dargestellt, unterteilt werden:

**Kostengliederung**

Ausbauart	Kosten in Mrd. €
AC-Netzausbau	21,8
DC-Netzausbau	24,9

Tabelle 5: Kostengliederung (Quelle: Netzentwicklungsplan 2019-2030 Bundesnetzagentur)

Der Rest des Investitionsvolumens beinhaltet sogenannte Punktmaßnahmen, die für die Sicherstellung des Netzbetriebs erforderlich sind.

**4.2 Maßnahmen auf der Verteilernetzebene**

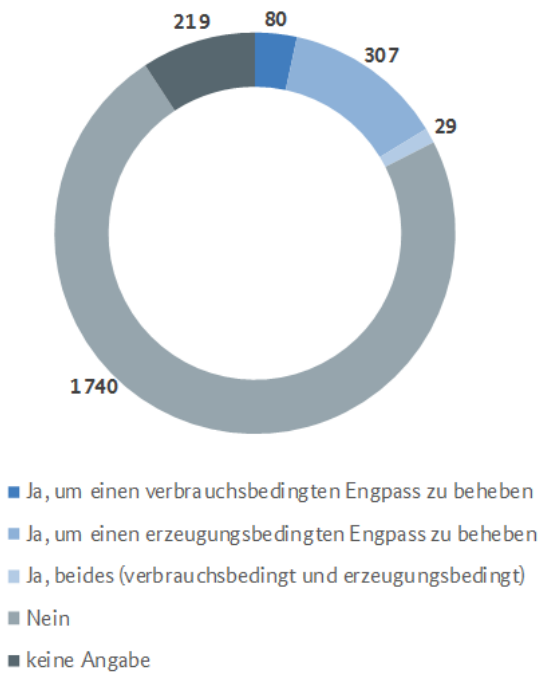
Die Bundesnetzagentur beobachtet die Entwicklungen im Verteilernetzausbau und stellt der Öffentlichkeit seit dem Jahr 2019 eine Zusammenfassung der Ergebnisse mit dem „Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze“ zur Verfügung. Die dem Bericht zu Grunde liegende Abfrage der Verteilernetzbetreiber begründete sich bis zur Abfrage 2021 auf § 14 Abs. 1a und 1b EnWG (alte Fassung).

Bei der Abfrage in 2021 wurden der Bundesnetzagentur von den 59 befragten Verteilernetzbetreibern insgesamt 2.375 vorgesehene, geplante sowie bereits im Bau befindende Einzelmaßnahmen mit einem erwarteten Investitionsbedarf in Höhe von 11,77 Mrd. Euro bis 2030 an die Bundesnetzagentur gemeldet. Zu diesen Maßnahmen gehören ausschließlich Maßnahmen, die zu einer Erhöhung der Übertragungskapazität führen. Hierzu zählen neben Netzneubau auch alle Maßnahmen zur Netzverstärkung und Netzoptimierung sowie Ersatzmaßnahmen, in deren Rahmen eine Erhöhung der Übertragungskapazität durchgeführt wird. Reine Ersatzmaßnahmen („Eins zu Eins“-Ersatz), Rückbau und Altlastenentsorgung wurden – soweit gemeldet und als solche gekennzeichnet – aus den genannten Zahlen herausgerechnet. Zusätzlich wurde von den Verteilernetzbetreibern eine pauschalere 10-Jahresplanung der unteren Netzebenen gemeldet. Diese ergibt einen weiteren Investitionsbedarf in Höhe von 15,84 Mrd. Euro. Insgesamt ist in den nächsten 10 Jahren demnach mit einem Investitionsbedarf in Höhe von 27,61 Mrd. Euro für Ausbau, Optimierung und Verstärkung der Netze der befragten Verteilernetzbetreiber zu rechnen.

Von den gemeldeten 2.375 Einzelmaßnahmen stehen 416 Maßnahmen im Zusammenhang mit einem erzeugungs- und/oder verbrauchsbedingtem Netzengpass. In den nachfolgenden Ringdiagrammen wird deutlich, dass der Anteil der Maßnahmen, um einen erzeugungsbedingten Netzengpass zu beheben, größer ist als der, um einen verbrauchsbedingten Netzengpass zu beheben (Abbildung 1). Insgesamt steht jedoch nur ein Fünftel der gemeldeten Maßnahmen ganz oder teilweise im Zusammenhang mit einem bereits bestehenden Netzengpass.

**Findet der Netzausbau statt, um einen bestehenden Engpass zu beheben?**

Anzahl der Maßnahmen



**Findet der Netzausbau statt, um einen bestehenden Engpass zu beheben?**

in Mrd. Euro

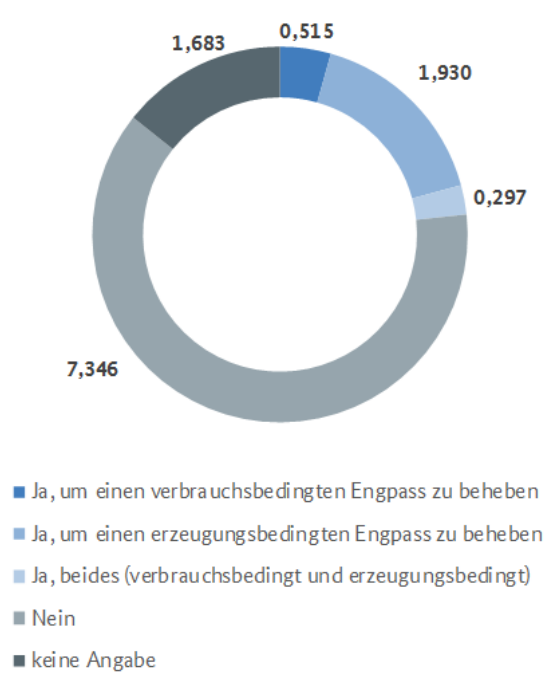


Abbildung 1: Netzausbau, um bestehenden Engpass zu beheben (Quelle: Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2021)

Neben der Meldung der vorgesehenen, geplanten sowie sich bereits im Bau befindlichen Einzelmaßnahmen wurden von den adressierten Verteilernetzbetreibern im Rahmen der in 2021 erfolgten Abfrage Fragen zu verschiedenen Themen beantwortet. In die nachfolgenden Erläuterungen konnten die Antworten von 58 der 59 Verteilernetzbetreiber einbezogen werden. Die Verteilernetzbetreiber wurden befragt, ob sie technische Maßnahmen zur besseren Ausnutzung ihrer Bestandsnetze durchführen. Zu den technischen Maßnahmen zählen unter anderem Freileitungsmonitoring und regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT). Insgesamt gaben 46 der befragten Verteilernetzbetreiber (knapp 80 Prozent) an, technische Maßnahmen zur besseren Ausnutzung der Bestandsnetze einzusetzen. Acht Verteilernetzbetreiber gaben an, dass in ihrem Bestandsnetz kein Ausbaubedarf besteht. Weitere vier Verteilernetzbetreiber gaben an, Netzengpässen mit Netzverstärkung oder anderen Optimierungsmaßnahmen wie beispielsweise Netzumschaltungen oder IT-Anwendungen zur besseren Regel- und Steuerbarkeit zu begegnen. Die Verteilernetzbetreiber gaben des Weiteren in der Abfrage 2021 an, ob sie ihr Netzgebiet eher als überwiegend ländlich, überwiegend städtisch oder eher als ausgeglichen einschätzen. In Abbildung 2 kann die Beantwortung der Frage zum Einsatz technischer Maßnahmen in Zusammenhang mit der vom befragten Verteilernetzbetreiber selbst eingeschätzten Einordnung betrachtet werden. Ein großer Teil der befragten Netzbetreiber (26 von 58) sieht sich demnach als überwiegend städtischer Netzbetreiber. Bei den überwiegend städtischen Verteilernetzbetreibern wurde die Frage nach dem Einsatz technischer Maßnahmen zur besseren Ausnutzung der Bestandsnetze von ca. einem Drittel der antwortenden Netzbetreiber mit „Nein“ beantwortet.



## Ergreifen Sie technische Maßnahmen zur besseren Ausnutzung der Bestandsnetze?

Anzahl VNB

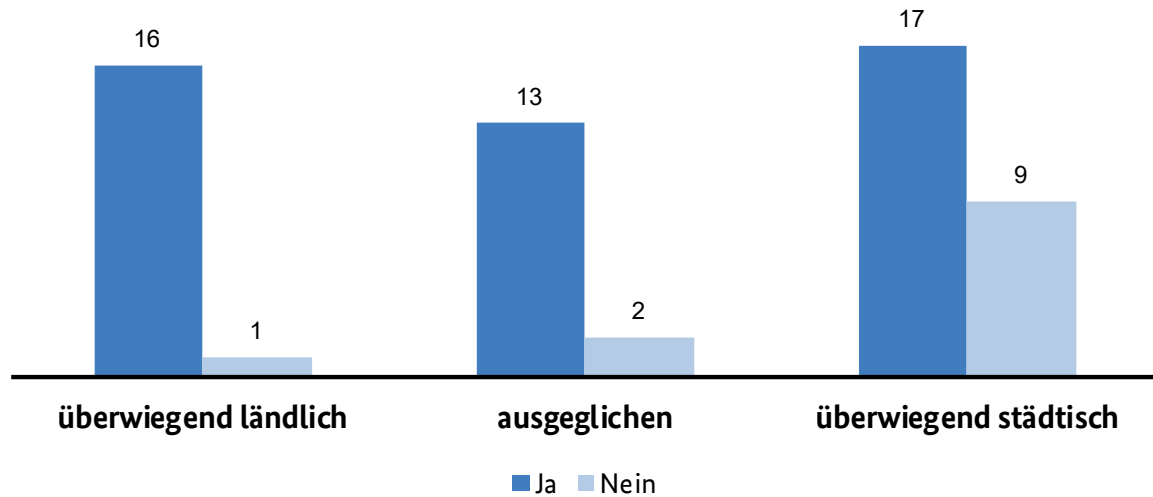


Abbildung 2: Technische Maßnahmen zur besseren Ausnutzung der Bestandsnetze (Quelle: Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2021)

Die befragten Verteilernetzbetreiber konnten die technischen Maßnahmen weiter konkretisieren und angeben, ob Freileitungsmonitoring, rONT, sensitive Einspeisemanagementregler, Spannungs- und Blindleistungsmanagement sowie Regelungskonzepte und Weitbereichsregler zum Einsatz kommen. Aus Tabelle 6 wird deutlich, dass Spannungs- und Blindleistungsmanagement bei 56 Prozent der befragten Verteilernetzbetreiber eingesetzt oder gerade aufgebaut wird oder der Einsatz geplant ist.

### Einsatz von technischen Maßnahmen zur besseren Auslastung der Bestandsnetze

Anzahl der befragten Verteilernetzbetreiber

	Freileitungs- monitoring	rONT	Sensitive Einspeise- managementregler	Spannungs-/ Blindleistungs- management	Regelungskonzepte/W eitbereichsregler
Wird eingesetzt	15	24	11	23	15
Einsatz im Aufbau	1	0	1	4	3
Einsatz geplant	4	3	6	6	8
Kein Einsatz	29	22	30	15	22
Keine Angabe	9	9	10	10	10

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 6: Einsatz von technischen Maßnahmen zur besseren Auslastung der Bestandsnetze (Quelle: Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2021)

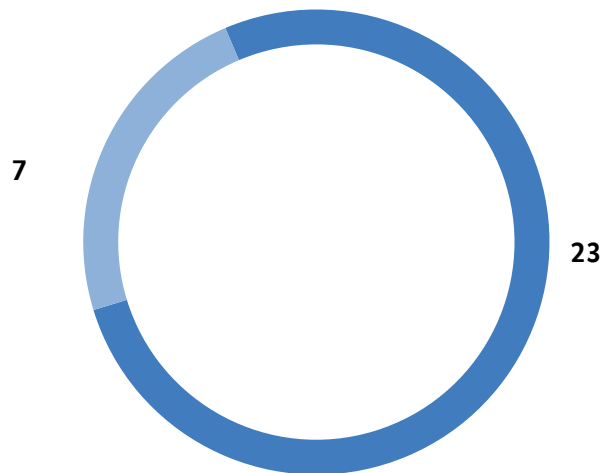
Von den eingesetzten technischen Maßnahmen werden das Freileitungsmonitoring, sensitive Einspeisemanagementregler und die rONTs überwiegend im ländlichen Bereich eingesetzt. Bei Spannungs- und Blindleistungsmanagement sowie Regelungskonzepten und Weitbereichsreglern ist der Einsatz in ländlichen, städtischen und ausgeglichenen Netzgebieten ähnlich ausgeprägt.

22 von 58 VNB sind zudem an Pilotprojekten zum Einsatz von netzdienlicher Flexibilität in ihrem Netz beteiligt. Die Projekte finden in verschiedenen Bereichen, wie in der Elektromobilität, bei der Erzeuger- und/oder Verbrauchersteuerung, bei intelligenten Mess- und Energiemanagementsystemen oder bei Wirk- und Blindleistungspotenzialen, statt.

Von den befragten Verteilernetzbetreibern wendeten sechs der 58 Verteilernetzbetreiber in insgesamt 30 Gebieten Spitzenkappung an. Dabei variiert die genannte Anzahl der Spitzenkappungsgebiete zwischen einem und zehn Gebieten. Am häufigsten (47 Prozent) wurden bei der Spitzenkappung bundeseinheitliche Reduktionsfaktoren angewendet. Des Weiteren wurden die individuellen Reduktionsfaktoren anhand von Zeitreihen in sieben Spitzenkappungsgebieten, das Kombifaktor-Verfahren in fünf Spitzenkappungsgebieten oder eine zeitreihen- nutzungsfallbasierte Spitzenkappung in vier Gebieten angewendet. Die Ermittlung der individuellen Reduktionsfaktoren anhand von Primärenergieangeboten oder auf Basis von Volllaststunden wurden von den Verteilernetzbetreibern nicht verwendet.

### Gebiete mit Spitzenkappungseinsatz

Anzahl



- Gebiet eines überwiegend ländlichen Verteilernetzbetreibers
- Gebiet eines Verteilernetzbetreibers mit ausgeglichenem Netzgebiet

Abbildung 3: Netzgebiete mit Einsatz von Spitzenkappung (Quelle: Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2021)

Wie Abbildung 3 zeigt, sind von den Gebieten, in denen Spitzenkappung angewendet wurde, drei Viertel überwiegend ländlichen Verteilernetzbetreibern zuzuordnen. Überwiegend städtische Verteilernetzbetreiber meldeten im Rahmen der Abfrage 2021 keine Spitzenkappung.

## 5 Glossar

Redispatch	Reduzierung und Erhöhung der Stromeinspeisung von Kraftwerken nach vertraglicher Vereinbarung oder einem gesetzlichen Schuldverhältnis mit dem Netzbetreiber unter Erstattung der Kosten.
Netzreservekraftwerke	Vorhaltung und Einsatz von Kraftwerken zur Bereitstellung noch fehlender Redispatchleistung aus der Netzreserve nach vertraglicher Vereinbarung unter Erstattung der Kosten.
Einspeisemanagement	Abregelung von Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien- und KWK-Anlagen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Entschädigung. Die Abregelung von erneuerbarer Erzeugung setzt eine gleichzeitige Erhöhung von Erzeugung an netzvertraglicher Stelle zum Ausgleich der Energiebilanz voraus. In der Regel gleicht bislang noch der Bilanzkreisverantwortliche diese Fehlmengen aus. Der bilanzielle Ausgleich kann aber – wie beim Redispatch – auch durch den Netzbetreiber erfolgen. Der Ausgleich kann zu Kosten und Erlösen (z. B. durch Ausgleichsenergiezahlungen) beim Bilanzkreisverantwortlichen führen. Diese Kosten oder Erlöse sind nach Auffassung der Bundesnetzagentur bei den EinsMan-Entschädigungen zu berücksichtigen und zum Teil in den hier angegebenen geschätzten Entschädigungsansprüchen enthalten. Die Energiemengen für den Ausgleich sind der Bundesnetzagentur nicht bekannt.
Freileitungsmonitoring	Freileitungsmonitoring (FLM) ermöglicht es, die Übertragungskapazität von Freileitungen zu steigern. Indem der kritische Faktor der Betriebstemperatur genau überwacht wird, kann der Stromfluss anhand der Witterungsbedingungen und der tatsächlichen Betriebszustände ausgelegt werden.
regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT)	Ein rONT ist ein MS/NS-Transformator, der das Übersetzungsverhältnis im laufenden Betrieb ändern kann.
sensitive Einspeisemanagementregler	Technische Einrichtung, die es dem Netzbetreiber ermöglicht jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung zu reduzieren.

Spannungs- und Blindleistungsmanagement	Das Spannungs- und Blindleistungsmanagement wird eingesetzt um die Spannungsqualität einzuhalten, den Transport von Wirkleistung sicherzustellen, Netzverluste zu minimieren und den Netzausbau zu reduzieren.
Regelungskonzepte und Weitbereichsregler	Die Spannung wird in der Umspannanlage so geregelt, dass im gesamten untergelagerten Netz die Spannung im erlaubten Bereich bleibt.
Spitzenkappung	Spitzenkappung beschreibt die Berücksichtigung eines beschränkten Maßes an prognostizierter Abregelung von Windkraft- und PV-Anlagen in der Planung von elektrischen Netzen.

## 6 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Netzausbau, um bestehenden Engpass zu beheben (Quelle: Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2021).....	14
Abbildung 2: Technische Maßnahmen zur besseren Ausnutzung der Bestandsnetze (Quelle: Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2021).....	15
Abbildung 3: Netzgebiete mit Einsatz von Spitzenkappung (Quelle: Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2021).....	16

## 7 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzengpassmanagementmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2020 (Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur) .....	7
Tabelle 2: Aufteilung des Redispatch-Volumens (Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur).....	9
Tabelle 3: Übersicht über die Energieträger der zum Redispatch herangezogenen Kraftwerke.....	10
Tabelle 4: Aufteilung der abgeregelten Energieträger .....	11
Tabelle 5: Kostengliederung (Quelle: Netzentwicklungsplan 2019-2030 Bundesnetzagentur).....	13
Tabelle 6: Einsatz von technischen Maßnahmen zur besseren Auslastung der Bestandsnetze (Quelle: Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2021) .....	15



## Impressum

### Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

### Bezugsquelle | Ansprechpartner

Referat 615

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

[monitoring.energie@bnetza.de](mailto:monitoring.energie@bnetza.de)

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

Tel. +49 228 14-0

### Stand

05. Januar 2022

### Bildnachweis

Foto Titelseite: Christian Schwier, AdobeStock

### Text

Bundesnetzagentur

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,  
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Telefon: +49 228 14-0

Telefax: +49 228 14-8872

E-Mail: [info@bnetza.de](mailto:info@bnetza.de)

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