



Bundesnetzagentur

## Bericht

zum Zustand und Ausbau der Verteilnetze 2020





# Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2020

Berichte der Verteilernetzbetreiber gem. § 14 Abs. 1a und 1b  
EnWG Stand: März 2021

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

Referat 620

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: [620-Postfach@bnetza.de](mailto:620-Postfach@bnetza.de)

## Zusammenfassung

Für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende ist auch der Ausbau und Zustand der Stromverteilernetze von hoher Bedeutung. Die Bundesnetzagentur beobachtet die Entwicklungen in diesem Bereich insbesondere auf Grundlage von § 14 Abs. 1a und 1b EnWG und stellt der Öffentlichkeit eine Zusammenfassung der Ergebnisse mit vorliegendem Bericht zur Verfügung. Konkret sind die Betreiber eines Hochspannungsnetzes mit einer Nennspannung von 110 Kilovolt nach § 14 Abs. 1b EnWG zu Angaben hinsichtlich aller in den nächsten fünf Jahren konkret geplanten sowie der für weitere fünf Jahre vorgesehenen Maßnahmen in der 110-Kilovolt-Ebene zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau ihres Netzes verpflichtet. Daneben haben Betreiber von Energieversorgungsnetzen der Bundesnetzagentur gemäß § 14 Abs. 1a EnWG auf Verlangen innerhalb von zwei Monaten einen Netzzustands- und Netzausbauplanungsbericht zu erstellen und ihn diesen vorzulegen. Die Abfrage 2020 nach § 14 Abs. 1a und Abs. 1b EnWG wurde dabei an 59 Hochspannungsnetzbetreiber (110-kV) gerichtet. Zudem wurde die Abfrage nach § 14 Abs. 1a EnWG um einen Verteilernetzbetreiber erweitert, der besonders von Einspeisemanagementmaßnahmen betroffen ist.

Die vorgelegten Zahlen zeigen, dass der geplante 10-Jahres-Netzausbau im Vergleich zum Vorjahr um 17 Prozent gestiegen ist. Damit steigt der Netzausbaubedarf der Verteilernetze weiter an, jedoch weniger stark als der Anstieg zwischen den Berichten 2018 und 2019 (+23 Prozent). Insgesamt haben die befragten Verteilernetzbetreiber für den Zeitraum 2020 bis 2030 3.252 Maßnahmen mit einem Ausbaubedarf in Höhe von 16,05 Mrd. Euro gemeldet. Ein Drittel der Anzahl der Ausbaumaßnahmen betreffen die Hochspannungsebene und entsprechen einem gemeldeten 10-Jahres-Ausbaubedarf in Höhe von 7,81 Mrd. Euro, dies entspricht somit fast der Hälfte der 10-Jahres-Netzausbaukosten. Da der Planungszeitraum von der Hochspannung bis hin zur Niederspannung abnimmt, wird für die unteren Netzebenen allerdings in der Regel kein derart langfristiger Netzausbauplan erstellt. Netzausbaumaßnahmen werden auf diesen Netzebenen kurzfristig umgesetzt.

Die hier genannten Zahlen sind Prognosen der Netzbetreiber und daher nicht mit der tatsächlichen, aktuellen Investitionstätigkeit zu verwechseln. Insbesondere die unteren Spannungsebenen unterliegen wie beschrieben einem kürzeren Planungshorizont, so dass eine Vielzahl von kurzfristigen Netzausbaumaßnahmen nicht durch die Abfrage langfristiger Netzausbauprojekte erfasst werden kann.

Die tatsächliche Investitionstätigkeit wird durch die Anträge zum Kapitalkostenaufschlag deutlich, in denen Verteilernetzbetreiber die getätigten Investitionen seit dem Basisjahr und die in den nächsten zwei Jahre geplanten Investitionen unmittelbar in die Erlösobergrenze einstellen und refinanzieren können. Zum Stichtag 30. Juni 2020 haben 169 Unternehmen einen Antrag auf Genehmigung eines Kapitalkostenaufschlags für das Jahr 2020 eingereicht. Die Zahlen zum Kapitalkostenaufschlag gehen somit über die für diesen Bericht nach § 14 Abs. 1a und 1b EnWG abgefragten Verteilernetzbetreiber hinaus.

Die Anschaffungs- und Herstellungskosten, die über den Kapitalkostenaufschlag genehmigt wurden, machen gleichwohl deutlich, dass die Netzbetreiber bereit sind zu investieren. Die Entwicklung der IST-Kosten in den Jahren 2017 bis 2019 ist gestiegen. Im Jahr 2017 betrugen die tatsächlich getätigten Investitionen rund 2,6 Mrd. Euro. Im Jahr 2019 waren es 3,6 Mrd. Euro. Auch ein Ausblick auf die geltend gemachten Kosten für die Jahre 2020 (4,1 Mrd. Euro Plan-Kosten) sowie 2021 (4,1 Mrd. Euro Plan-Kosten) lässt erwarten, dass die Netzbetreiber weiterhin investieren werden.

Von den nach § 14 Abs. 1a und 1b EnWG gemeldeten 16,05 Mrd. Euro entfallen lediglich 8,8 Prozent auf bereits bestehende einspeise- und/oder verbrauchsbedingte Netzengpässe. Der gemeldete Netzausbau ist folglich im Wesentlichen nicht durch bereits bestehende Netzengpässe getrieben, sondern basiert auf vorausschauenden Planungen der Netzbetreiber, die potentielle zukünftige Netzengpässe berücksichtigen. Bei den bestehenden Engpässen handelt es sich zum größten Teil um erzeugungsbedingte Engpässe. Auch die von den Netzbetreibern erwarteten Änderungen der Leistungen sind stärker erzeugungsseitig als lastseitig getrieben. Mit der Möglichkeit der Spitzenkappung, die derzeit nur in geringem Maße genutzt wird, und dem Einspeisemanagement bzw. zukünftig dem Redispatch 2.0, stehen zum Umgang mit erzeugungsbedingten Engpässen wirksame Instrumente zur Verfügung. Besonderes Augenmerk liegt daher derzeit auf der Frage, wie sich mögliche Lastanstiege insbesondere durch eine fortschreitende E-Mobilitätsdurchdringung auf die Verteilernetze auswirken. Die befragten Verteilernetzbetreiber erwarten in diesem Zusammenhang, dass sich der Anstieg von Elektromobilität, Wärmepumpen und anderen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen größtenteils durch eine Lastzunahme in der Mittel- und Niederspannung widerspiegeln wird. In diesem Jahr geben 29 der befragten Netzbetreiber an, ihre Netzkapazität aufgrund von Zubau von Ladeinfrastruktur erhöhen zu müssen. Im Vorjahr waren es noch 23 Netzbetreiber, die einen Ausbaubedarf aufgrund wachsender Ladeinfrastruktur angaben. Ein Blick auf die planerisch angenommen Gleichzeitigkeiten zeigt, dass sich die durchschnittliche, angenommene Anschlussleistung für Wohneinheiten mit einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung mit 6,97 kW sehr deutlich von den Annahmen bei einem Einfamilienhaus (4,36 kW) oder einer Wohneinheit in einem Mehrfamilienhaus (2,32 kW) unterscheidet. Dies unterstreicht angesichts des erwarteten starken Zuwachses die Notwendigkeit, hier für das Netz effiziente Steuerungsmechanismen zu etablieren, die zuverlässig eine andere Planungsgrundlage zulassen. Nur so kann der notwendige Netzausbau auf ein effizientes Maß begrenzt und der zeitnahe Anschluss von Ladeeinrichtungen gewährleistet werden.

Eine Voraussetzung für einen effizienten Steuerungsmechanismus ist offenkundig, die Auslastungen im eigenen Netz möglichst genau zu kennen und zu prognostizieren. Die Antworten zeigen, dass heute bereits 90 Prozent der befragten Verteilernetzbetreiber Daten (überwiegend Schaltzustände) von der Hochspannungsebene bis mindestens zu Mittelspannungsebene zentral erfassen. Die Fähigkeit der Verteilernetzbetreiber, Betriebsmittel aus der Ferne zu steuern, hat sich im Zeitverlauf erhöht. Gaben im Jahr 2017 86 Prozent der befragten Netzbetreiber an, Betriebsmittel bis zur Mittelspannungsebene zentral steuern zu können, so sind es in der aktuellen Befragung bereits 90 Prozent der Netzbetreiber. Die Anzahl der Netzbetreiber, die Daten aus der Niederspannung erfassen ist dagegen gleichbleibend gering.

Die Digitalisierung ist aber auch in anderen, die Verteilernetze betreffenden Themen, von hoher Bedeutung. Für den vorliegenden Berichtszeitraum wurde daher ein neuer Bereich mit Fragen über die digitale Netzplanung, Predictive Maintenance sowie das Vorhandensein digitaler Schnittstellen aufgenommen, um hier eine erste Bestandsaufnahme machen zu können. Es zeigt sich, dass sowohl für die Hochspannung, als auch für die Mittel- und Niederspannung, jeweils ca. 90 Prozent der befragten Verteilernetzbetreiber angaben, dass ihnen ihre Netze vollständig in digitaler Form vorliegen. Für die Netzplanung verwenden die Netzbetreiber unterschiedliche Datenquellen, in der Regel werden die Daten nicht nur aus einer, sondern aus mehreren Quellen bezogen. Die meisten der befragten Netzbetreiber beziehen Daten aus Zeitreihen von Messpunkten und/oder Schleppteigern in Netzbetriebsmitteln. Zeitreihen konkret aus intelligenten Messsystemen spielen in der Netzausbauplanung derzeit noch keine große Rolle.

Im Rahmen der Abfrage wurden die Verteilernetzbetreiber danach gefragt, ob sie ergänzend zu der routinemäßigen oder zeitbasierten vorbeugenden Instandhaltung eine vorausschauende Instandhaltung

mittels Predictive Maintenance durchführen. Predictive Maintenance ist eine Instandhaltungsstrategie, die auf der Auswertung und Nutzung digital erfasster, historischer Betriebsmitteldaten basiert. Hierdurch soll eine bedarfsgerechte Wartung der erfassten Betriebsmittel mit dem Ziel der Reduktion von Instandhaltungskosten sowie von Ausfallzeiten erfolgen. Die Mehrheit der Netzbetreiber nutzt das Konzept noch nicht, es hat sich aber z.B. in der Mittelspannung schon bei mehr als 40% der Netzbetreiber etabliert.

Viele der befragten Netzbetreiber bieten ihren Netzkunden bereits digitale Schnittstellen in Form von Onlineportalen oder Apps an. Die digitale Schnittstelle kann z.B. von den Netzkunden für Netzanschlussfragen oder Leitungsauskünfte genutzt werden. Es wurde bei der Befragung nach den vier Kundensegmenten Energieverbraucher, Einspeiser, Bauunternehmen und Installateure unterschieden. In jedem der Segmente werden bereits von mindestens ca. 60% der Netzbetreiber für Kunden digitale Schnittstellen bereitgestellt, insbesondere für den Kontakt mit Bauunternehmen ist der digitale Austausch über Schnittstellen bereits mit ca. 80% relativ weitreichend möglich. Hier zeigt die Bestandsaufnahme bereits ein vergleichsweise positives Bild.

Insgesamt zeigen die Berichte auf Grundlage von § 14 Abs. 1a und 1b EnWG, dass die befragten Verteilernetzbetreiber im Rahmen der Energiewende einen noch weiter zunehmenden Netzausbau planen, der auch aus Sicht der Bundesnetzagentur grundsätzlich erforderlich ist. Im Bereich Digitalisierung zeigt die Bestandsaufnahme, dass diese in einigen Bereichen wie z.B. der Verfügbarkeit digitaler Netzpläne schon relativ weit fortgeschritten ist, in anderen Bereichen wie z.B. der Beobachtbarkeit im Bereich der Niederspannung sicherlich noch weiter ausgebaut werden kann und wird.

## Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	3
1 Bericht zum Netzausbau.....	7
1.1 Ausbauplanung des Gesamtnetzes.....	7
1.2 Entwicklung der 10-Jahres-Netzausbauplanung der Hochspannungsnetzbetreiber .	11
1.3 Netzoptimierung, Verstärkung und Ausbau .....	13
1.4 Fokus Hochspannungsnetzausbau .....	14
2 Bericht zu Systemdienstleistungen und Netzbetrieb .....	19
2.1 Ausnutzung der Bestandsnetze .....	19
2.1.1 Zentrale Erfassung und Verwendung von Netzdaten .....	19
2.1.2 Optimierung der Bestandsnetzauslastung .....	22
2.1.3 Kurze Versorgungsunterbrechungen .....	24
2.2 Steuerbare Verbrauchseinrichtungen.....	26
2.2.1 Meldung von Ladeeinrichtungen.....	28
2.2.2 Anschluss und Steuerbarkeit von Verbrauchseinrichtungen .....	29
2.2.3 Einfluss steuerbarer Verbrauchseinrichtungen auf die Netzplanung.....	30
2.3 Spannungshaltung mittels Blindleistung .....	31
2.4 Versorgungswiederaufbau.....	32
2.5 Digitalisierung im Netz .....	32
2.6 Investitionen in große Projekte .....	34
3 Bericht zur Entwicklung von Ein- und Ausspeisung.....	35
Abbildungsverzeichnis .....	37
Tabellenverzeichnis .....	38
Abkürzungsverzeichnis.....	39
Impressum.....	41

# 1 Bericht zum Netzausbau

Um den Netzausbau der Verteilernetzbetreiber beobachten zu können, führt die Bundesnetzagentur gemäß § 14 Abs. 1a und zu Abs. 1b EnWG jährlich eine Abfrage über den Netzzustand und den geplanten Netzausbau für die nächsten 10 Jahre durch. Die Abfrage 2020 nach § 14 Abs. 1a und Abs. 1b EnWG wurde an 59 Hochspannungsnetzbetreiber (110-kV) gerichtet. Zudem wurde die Abfrage nach § 14 Abs. 1a EnWG um einen Verteilernetzbetreiber erweitert, der besonders von Einspeisemanagementmaßnahmen betroffen ist. Der von den befragten Verteilernetzbetreibern an die Bundesnetzagentur gemeldete Netzzustand und Netzausbau bezieht sich auf den Stand zum 31.12.2019. Die von den Verteilernetzbetreibern erhaltenen Berichte decken in der Hochspannungsebene ca. 98 Prozent der Stromkreislänge in Deutschland ab. In der Mittelspannungsebene werden durch die Abfrage 2020 ca. 73 Prozent und in der Niederspannungsebene ca. 66 Prozent der Stromkreislänge abgedeckt. Insgesamt verteilen sich die gemeldeten Maßnahmen auf die Netzebenen Hochspannung bis Niederspannung.

## 1.1 Ausbauplanung des Gesamtnetzes

Gemäß § 14 Abs. 1a und Abs. 1b EnWG hat die zu übermittelnde Netzausbauplanung konkrete Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes zu enthalten. Von der Bundesnetzagentur wurde für beide Abfragen eine Betrachtung der nächsten zehn Jahre vorgegeben. Ersatz- und Erneuerungsmaßnahmen sind der Bundesnetzagentur in diesem Rahmen zu melden, sofern im Zuge des Ersatzes bzw. der Erneuerung eine Optimierung oder Verstärkung durchgeführt wird.

Der Bundesnetzagentur wurden im Rahmen der Abfrage 2020 insgesamt 3.252 Maßnahmen gemeldet. Von diesen 3.252 Maßnahmen befinden sich 37,8 Prozent im Bau, 21,3 Prozent befinden sich bereits in der konkretisierten Planung<sup>1</sup> und 40,4 Prozent gelten als vorgesehene Maßnahme. Bei 0,6 Prozent der Maßnahmen wurde kein Status angegeben.

Insgesamt meldeten die 60 befragten Verteilernetzbetreiber einen Netzausbaubedarf von 16.050 Mio. Euro für ihr Gesamtnetz, d.h. für alle von den Verteilernetzbetreibern jeweils betriebenen Netzebenen. Dieser Wert ist im Vergleich zu den Vorjahresmeldungen abermals angestiegen. In Tabelle 1-1 ist die gemeldete Netzausbauplanung nach Netzebenen aufgeteilt. Ein Drittel der gemeldeten Maßnahmen betreffen demnach die Hochspannungsebene und machen knapp die Hälfte der gesamten bis 2030 erwarteten Netzausbaukosten aus. Die Mittelspannung betreffen 30 Prozent der gemeldeten Maßnahmen (15 Prozent der Kosten) und die Niederspannung 15 Prozent der gemeldeten Maßnahmen (5 Prozent der Kosten). Zu beachten ist, dass in der Mittel- und Niederspannung, Maßnahmen eher kurzfristig geplant und umgesetzt werden. In einer 10-Jahresplanung sind somit meist nicht alle Maßnahmen enthalten die in den kommenden 10 Jahren in den unteren Spannungsebenen tatsächlich umgesetzt werden. Unter dem Punkt "Sonstiges" sind Maßnahmen ohne Angabe der Netzebene und Maßnahmen, die die Mittel- und Niederspannung gleichermaßen betreffen, enthalten.

---

<sup>1</sup> Maßnahmen gelten insbesondere als konkret geplant, wenn die für die Maßnahme notwendigen öffentlich-rechtlichen Planungs- oder Genehmigungsverfahren eingeleitet wurden oder vom Betreiber bereits Investitionsentscheidungen bezüglich der Ausbaumaßnahmen getroffen wurden oder der Betreiber von einer tatsächlichen Realisierung innerhalb der kommenden fünf Jahre ausgeht.

**10-Jahres-Netzausbaubedarf je Netzebene**

	<b>gemeldete Maßnahmen Anzahl</b>	<b>gemeldete Maßnahmen Prozent</b>	<b>gemeldeter Ausbaubedarf in Mio. Euro</b>	<b>Anteil am gemeldeten Ausbaubedarf</b>
HS	1148	35%	7.812	49%
UW HS auf MS	517	16%	2.463	15%
MS	964	30%	3.255	20%
UW MS auf NS	66	2%	1.617	10%
NS	501	15%	776	5%
Sonstige	56	2%	127	1%
<b>Gesamt:</b>	<b>3252</b>		<b>16.050</b>	

Tabelle 1-1: Gemeldeter Netzausbaubedarf je Netzebene der befragten Verteilernetzbetreiber für die nächsten 10 Jahre nach Netzebenen

Die von den Verteilernetzbetreibern erwarteten Netzausbaukosten für die nächsten 10 Jahre verteilen sich nicht nur unterschiedlich über die Netzebenen, sie sind unter den Verteilernetzbetreibern auch sehr unterschiedlich ausgeprägt. So werden 59 Prozent der erwarteten Netzausbaukosten von lediglich 6 Verteilernetzbetreibern gemeldet. Ein Verteilernetzbetreiber meldet keinen Ausbaubedarf für sein Netz, bei zwei weiteren Netzbetreibern sind die Kosten für die insgesamt 3 Maßnahmen noch nicht abschließend kalkuliert. Die durchschnittlichen erwarteten Netzausbaukosten liegen bei 267,5 Mio. Euro. Der höchste von einem Verteilernetzbetreiber bis 2030 erwartete Netzausbaubedarf (alle Spannungsebenen) beträgt 3,16 Mrd. Euro. Die Aufteilung der Verteilernetzbetreiber ist in Tabelle 1-2 in Clustern dargestellt.

**Erwartete Netzausbaukosten für die nächsten 10 Jahre**

	<b>Anzahl VNB</b>	<b>Insgesamt in Mio. €</b>
Alle befragten VNB	60	16.050
VNB > 1 Mrd. €	6	9.497
1 Mrd. € > VNB > 100 Mio. €	15	5.402
100 Mio. € > VNB > 50 Mio. €	7	549
50 Mio. € > VNB > 10 Mio. €	20	576
10 Mio. € > VNB	9	27
Leermeldung	3	

Tabelle 1-2: Clustereinteilung der erwarteten Netzausbaukosten für die nächsten 10 Jahre

Die zehn Verteilernetzbetreiber mit den höchsten Investitionsvolumina zum Stichtag 31.12.2019 sind:<sup>2</sup> Avacon Netz GmbH, Bayernwerk Netz GmbH, DB Energie GmbH, E.DIS Netz GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Netze BW GmbH, Schleswig-Holstein Netz AG, Stromnetz Berlin GmbH, Stromnetz Hamburg GmbH und Westnetz GmbH.

Im Zuge der Meldungen nach §14 Absatz 1a und 1b wurden neben den betroffenen Betriebsmitteln, den erwarteten Kosten, dem Projektstatus und dem voraussichtlichen Zeithorizont (Beginn / Fertigstellung) weitere Informationen abgefragt, die in der Folge dargestellt werden. Insbesondere die Integration von EE-Anlagen in das Netz der allgemeinen Versorgung sowie von Ladestationen für Elektromobilität werden regelmäßig in der Fachöffentlichkeit diskutiert. Interessant ist daher zu sehen, wie sich diese zwei Themen in den Angaben zu den der Bundesnetzagentur gemeldeten Maßnahmen widerspiegeln. Die Verteilernetzbetreiber wurden befragt, ob die jeweilig genannten Netzausbaumaßnahmen ganz oder teilweise im Zubau erneuerbarer Energien begründet sind. In der nachfolgenden Abbildung 1-1 ist die Aufteilung der Netzausbaumaßnahmen in Mio. Euro dargestellt. Von den insgesamt – für alle Netzebenen gemeldeten – 16,1 Mrd. Euro entfallen rund 3,7 Mrd. Euro auf Maßnahmen die im direkten Zusammenhang mit dem Zubau von erneuerbaren Energien-Anlagen stehen. In den 3,7 Mrd. Euro sind keine Kapazitätserhöhungen enthalten, die indirekt mit dem Zubau erneuerbarer Energien einhergehen. Dies bedeutet, dass der Anschluss einer EE-Anlage eine Leistungserhöhung im weitläufigen Umfeld zur Folge haben kann, diese sich jedoch nicht in den 3,7 Mrd. Euro wiederfindet.

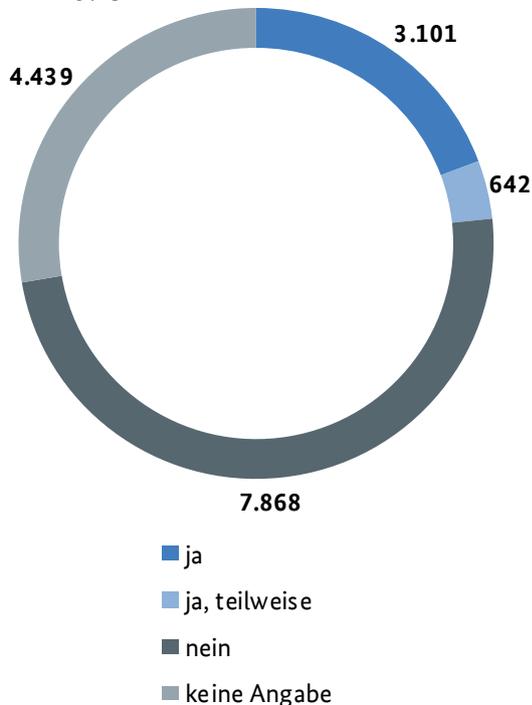
Die Verteilernetzbetreiber haben des Weiteren innerhalb der Maßnahmenmeldung angegeben, ob diese durch einen bestehenden erzeugungs- und/oder verbrauchsbedingten Netzengpass begründet sind. In der nachfolgenden Abbildung 1-2 ist die Aufteilung der Netzausbaumaßnahmen in Mio. Euro dargestellt. Von den gemeldeten 16,1 Mrd. Euro entfallen 1,4 Mrd. Euro (8,8 Prozent) auf Maßnahmen, die aufgrund eines bestehenden Netzengpasses erfolgen. Von den Verteilernetzbetreibern prognostizierte potentielle Netzengpässe sind in diesen 1,4 Mrd. Euro nicht enthalten. Der wesentliche Teil des künftigen Netzausbaus erfolgt damit weiterhin nicht aufgrund eines bestehenden Engpasses im Netz.

---

<sup>2</sup> Aufzählung in alphabetischer Reihenfolge.

**Findet der Netzausbau aufgrund des Zubaus erneuerbarer Energien statt?**

in Mio. €



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

in Mio. €

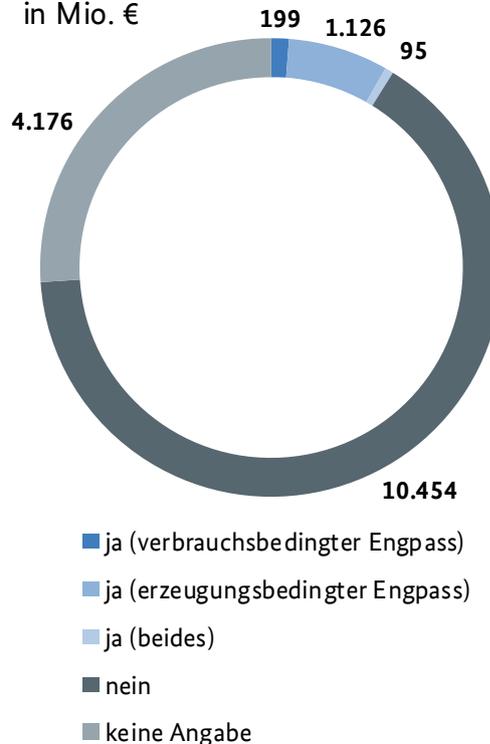
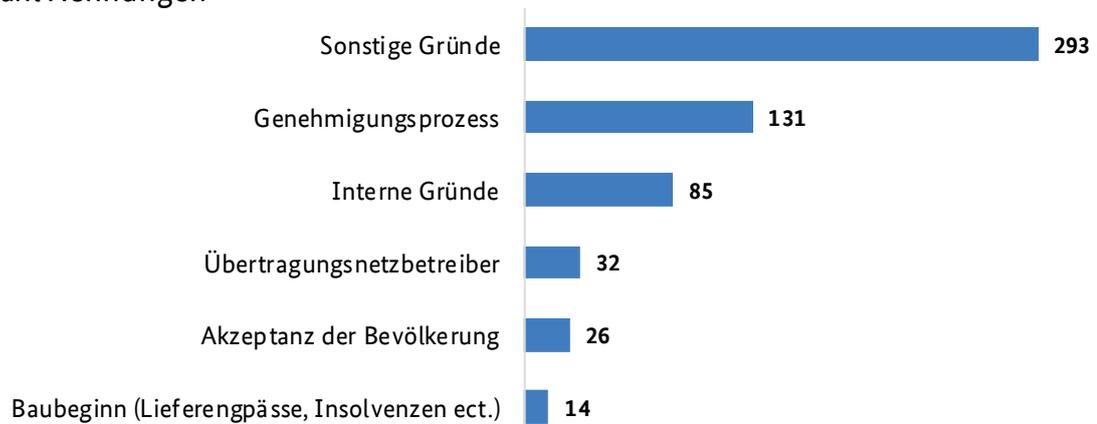


Abbildung 1-1: Netzausbau aufgrund des Zubaus erneuerbarer Energien

Abbildung 1-2: Netzausbau, um bestehenden Engpass zu beheben

Für die Umsetzung der Energiewende ist ein zügiger Ausbau auch der Verteilernetze unverzichtbar. Im Rahmen der Maßnahmenmeldung an die Bundesnetzagentur wurden die Verteilernetzbetreiber daher aufgefordert, absehbare Verzögerungen zu melden und den entsprechenden Grund anzugeben. Hierbei wurden übersichtshalber die folgenden Kategorien gebildet: a) Akzeptanz in der Bevölkerung, b) Genehmigungsprozess, c) Übertragungsnetzbetreiber, d) interne Gründe, e) Baubeginn (Lieferengpässe, Insolvenzen etc.) sowie f) sonstige Gründe. Insgesamt wurden bei 555 der 3252 gemeldeten Maßnahmen ein Verzögerungsgrund angegeben. Knapp 20 Prozent nennen den Genehmigungsprozess und weitere 15 Prozent nennen interne Gründe als Ursache für die Verzögerung. Bei der Hälfte der als verzögert angegebenen Maßnahmen wurde für die Verzögerung "sonstige Gründe" angegeben. Für den überwiegenden Teil dieser Maßnahmen wurde nicht weiter erläutert, was der genaue Grund für die jeweilige Verzögerung ist. Wenige Netzbetreiber gaben neben Nennung der Kategorie "sonstige Gründe" noch weitere Informationen an. Unter anderem wurden hier Verzögerungen durch Dritte, die Abhängigkeit von anderen Maßnahmen, Verzögerungen bei der Baugebieterschließung sowie personelle Engpässe genannt. In nachfolgender Abbildung 1-3 ist die Verteilung der gemeldeten Verzögerungsgründe dargestellt.

## Verteilung der gemeldeten Verzögerungsgründe Anzahl Nennungen\*



\*) Mehrfachnennung möglich

Abbildung 1-3: Verteilung der gemeldeten Verzögerungsgründe

### 1.2 Entwicklung der 10-Jahres-Netzausbauplanung der Hochspannungsnetzbetreiber

Die Abfrage der vorgesehenen, geplanten und in Bau befindlichen Netzausbaumaßnahmen wird seit dem Jahr 2016 (Basisjahr 2015) durchgeführt. Der in der Abfrage 2020 (Basisjahr 2019) zusätzlich abgefragt Verteilernetzbetreiber ohne Hochspannung ist aus Vergleichbarkeitsgründen nicht in der Betrachtung der Entwicklung im Zeitablauf (Abfrage 2016 bis Abfrage 2020) enthalten. In den nachfolgenden zwei Abbildungen ist die Entwicklung der gemeldeten 10-Jahres-Netzausbauplanung aller Spannungsebenen dargestellt. In der ersten Abbildung wird hierbei der jeweils für die nächsten 10 Jahre gemeldete Netzausbau der Hochspannungsnetzbetreiber in Mrd. Euro dargestellt. Die zweite Abbildung zeigt die prozentuale Entwicklung der 10-Jahres-Netzausbauplanung im Vergleich zur Vorjahresmeldung.

**Entwicklung des gemeldeten Netzausbaubedarfs der Hochspannungsnetzbetreiber in Mrd. Euro**

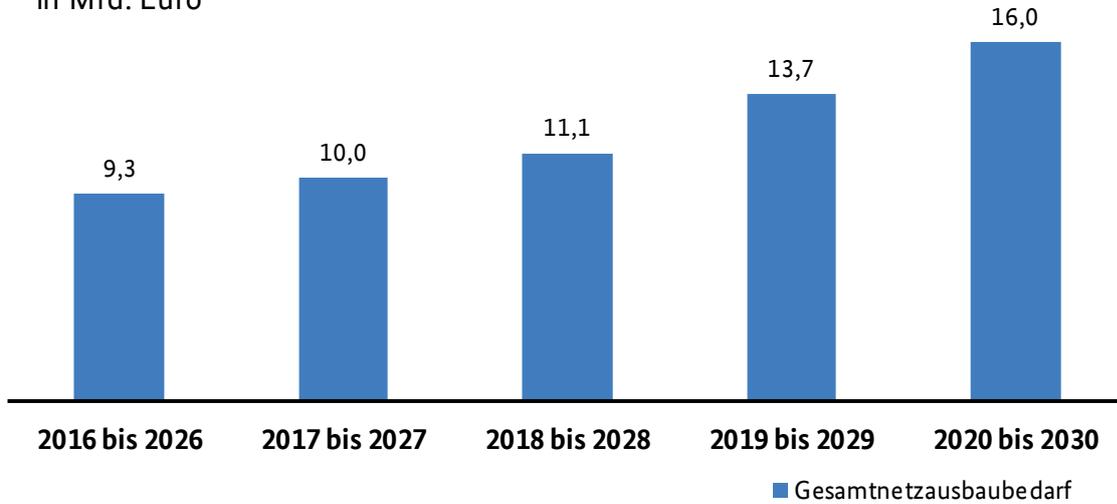


Abbildung 1-4: Entwicklung des gemeldeten Netzausbaubedarfs der Hochspannungsnetzbetreiber in Mrd. Euro

**10-Jahresplanung der Hochspannungsnetzbetreiber – Differenz zum Vorjahresbericht in Prozent**

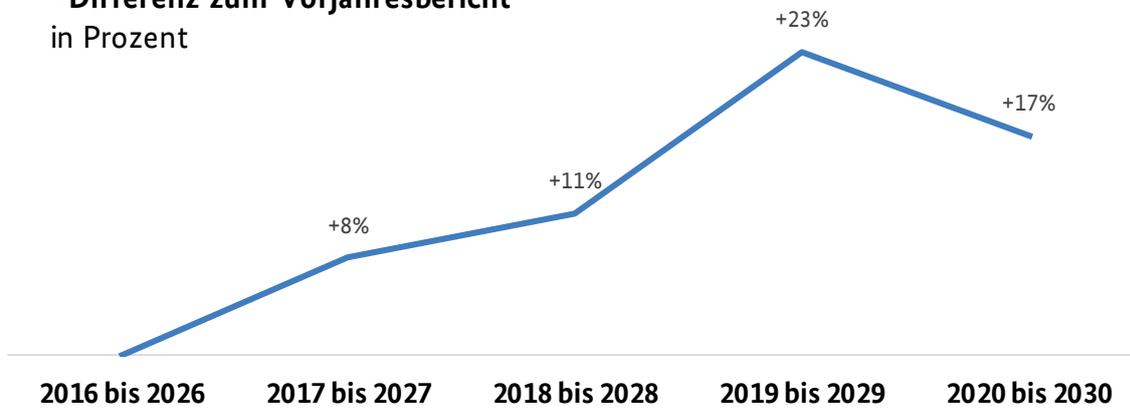


Abbildung 1-5: Entwicklung des gemeldeten 10-Jahres-Netzausbaubedarfs der Hochspannungsnetzbetreiber in Prozent

Die 10-Jahres-Netzausbauplanung der 59 Hochspannungsnetzbetreiber hat seit 2016 kontinuierlich zugenommen. Für den Zeitraum 2020 bis 2030 wurden der Bundesnetzagentur rund 16 Mrd. Euro gemeldet. Damit liegt die 10-Jahres-Netzausbauplanung um 72 Prozent höher als noch für den Zeitraum 2016 bis 2026 sowie 17 Prozent höher als der im Vorjahr gemeldete Bedarf für den Zeitraum 2019 bis 2029. Zwischen der 2018 (2018 bis 2028) und 2019 (2019 bis 2029) gemeldeten 10-Jahres-Netzausbauplanung der 59 Hochspannungsnetzbetreiber gab es mit + 23 Prozent den größten Sprung. Auch wenn der erwartete

Zuwachs damit geringer ausfällt als in der Vorperiode, zeigt sich doch, dass die Hochspannungsnetzbetreiber weiterhin von einem spürbar steigenden Ausbaubedarf ausgehen.

Die hier genannten Zahlen sind Prognosen der Netzbetreiber und daher nicht mit der tatsächlichen, aktuellen Investitionstätigkeit zu verwechseln. Insbesondere die unteren Spannungsebenen unterliegen einem kürzeren Planungshorizont, so dass eine Vielzahl von kurzfristigen Netzausbaumaßnahmen nicht durch die Abfrage langfristiger Netzausbauprojekte erfasst werden kann. Die aktuelle Investitionstätigkeit wird durch die Anträge zum Kapitalkostenaufschlag deutlich, in denen Verteilernetzbetreiber die getätigten Investitionen seit dem Basisjahr und die in den nächsten zwei Jahre geplanten Investitionen unmittelbar in die Erlösbergrenze einstellen und refinanzieren können.

Für den Ausbau des Stromverteilernetzes wurden von der Bundesnetzagentur Kapitalkostenaufschläge in Höhe von ca. 1,4 Mrd. Euro genehmigt. Dies entspricht durchgeführten oder geplanten Investitionen von rund 17 Mrd. Euro. Durch den Kapitalkostenaufschlag fließen lediglich die jährlichen Kapitalkosten der Investitionen inkl. Eigenkapitalverzinsung in die Erlösbergrenzen eines Kalenderjahres ein.

Die genehmigten Kapitalkostenaufschläge beziehen sich auf durchgeführte oder geplante Investitionen in den Jahren 2017, 2018, 2019 sowie 2020 und 2021. Zu den von der Bundesnetzagentur genehmigten Kapitalkostenaufschlägen kommen weitere Investitionen der 700 in Landeszuständigkeit regulierten Unternehmen hinzu. Erstmals konnte im Jahr 2020 die Differenz aus den tatsächlich entstandenen Kapitalkosten aus Investitionen mit dem genehmigten Kapitalkostenaufschlag ermittelt und über das Regulierungskonto 2019 verbucht werden. Diese Differenz lässt die Tendenz erkennen, dass die tatsächlichen Kosten die ursprünglich genehmigten Plankosten nochmals übersteigen.

Die Anschaffungs- und Herstellungskosten, die über den Kapitalkostenaufschlag genehmigt wurden, machen jedenfalls deutlich, dass die in diesem Bericht repräsentierten Netzbetreiber bereit sind zu investieren. Die Entwicklung der IST-Kosten in den Jahren 2017 bis 2019 ist gestiegen. Im Jahr 2017 betragen die tatsächlich getätigten Investitionen rund 2,6 Mrd. Euro. Im Jahr 2019 waren es 3,6 Mrd. Euro. Und auch ein Ausblick auf die geltend gemachten Kosten für die Jahre 2020 (4,1 Mrd. Euro Plan-Kosten) sowie 2021 (4,1 Mrd. Euro Plan-Kosten) lässt erwarten, dass die Netzbetreiber weiterhin investieren werden.

### **1.3 Netzoptimierung, Verstärkung und Ausbau**

Um nicht notwendigen Netzausbau zu vermeiden, wird fast durchgängig nach dem Prinzip "Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau" -kurz NOVA- vorgegangen. So sind Netzbetreiber in der Lage, nach einem vorgegebenen Schema auf Engpasssituationen im Netz zu reagieren. Das NOVA-Prinzip entspricht den Vorgaben nach § 11 Abs. 1 Satz 1 EnWG. Hiernach sind Betreiber von Energieversorgungsnetzen dazu verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist. Von den 59 befragten Verteilernetzbetreibern gaben 45 an, das NOVA-Prinzip in den internen Richtlinien fest verankert zu haben. Von denjenigen, die keine interne Richtlinie bezüglich der NOVA-Prinzipien eingeführt haben, gaben 8 Netzbetreiber an, dass sie sich trotzdem an dem NOVA-Prinzip orientieren. Einige Verteilernetzbetreiber sehen in ihrem Netz keinen Ausbaubedarf, der den Einsatz von NOVA erforderlich macht.

### 1.4 Fokus Hochspannungsnetzausbau

Der Bericht nach § 14 Abs. 1b EnWG über den Zustand und Netzausbau der Hochspannungsnetzbetreiber hat neben den geplanten Maßnahmen unter anderem Netzkarten und Planungsgrundlagen zu enthalten. Die 59 befragten Hochspannungsnetzbetreiber gaben für die nächsten 10 Jahre einen Netzausbaubedarf nur in der Hochspannung in Höhe von 7,8 Mrd. Euro (1148 Maßnahmen) an. Von den gemeldeten 1148 Maßnahmen im Hochspannungsnetz befinden sich 260 Maßnahmen (2,2 Mrd. Euro) im Bau, 373 Maßnahmen (2,2 Mrd. Euro) sind konkret geplant sowie 505 Maßnahmen (3,3 Mrd. Euro) sind vorgesehen. Bei 10 Maßnahmen (0,3 Mrd. Euro) wurde kein Projektstatus angegeben.

#### Findet der Hochspannungsnetzausbau aufgrund des Zubaus erneuerbarer Energien statt?

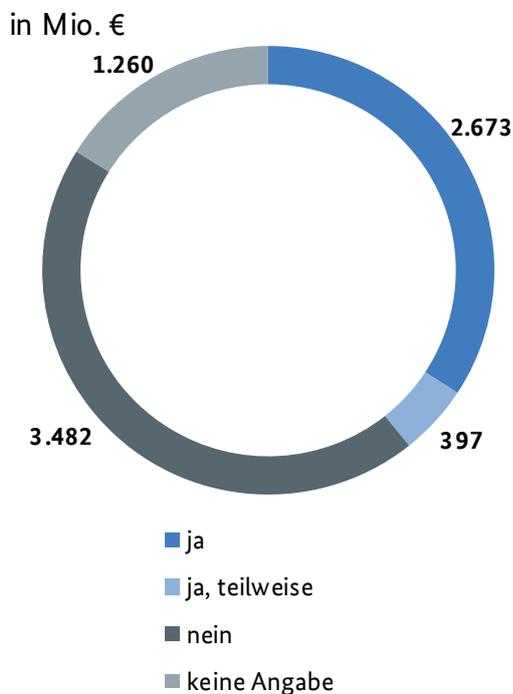


Abbildung 1-6: Netzausbau aufgrund des Zubaus erneuerbarer Energien -Nur Hochspannungsnetz

#### Findet der Hochspannungsnetzausbau statt, um einen bestehenden Engpass zu beheben?

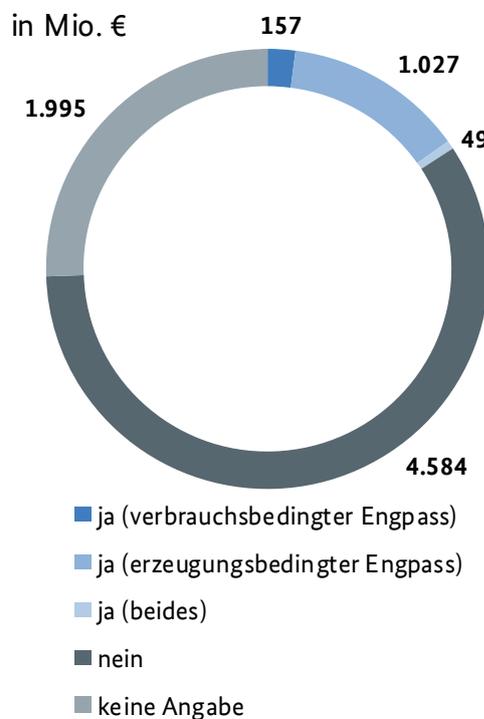


Abbildung 1-7: Netzausbau, um bestehenden Engpass zu beheben -Nur Hochspannungsnetz

Die nachfolgende Karte (Abbildung 1-8) zeigt das Hochspannungsnetz in Deutschland. In diese Darstellung konnten 57 der 59 Hochspannungsnetzbetreiber einbezogen werden. Bei den rot gekennzeichneten Linien handelt es sich um von den Netzbetreibern gemeldete Engpassleitungen. Wie der Abbildung zu entnehmen ist, sind Netzengpässe weiterhin überwiegend im Norden und Osten Deutschland zu verorten – insbesondere dort, wo viele Windenergieanlagen angeschlossen sind sowie dort wo diese Energie abtransportiert werden muss.

# 110kV Hochspannungsleitungen und Engpassregionen

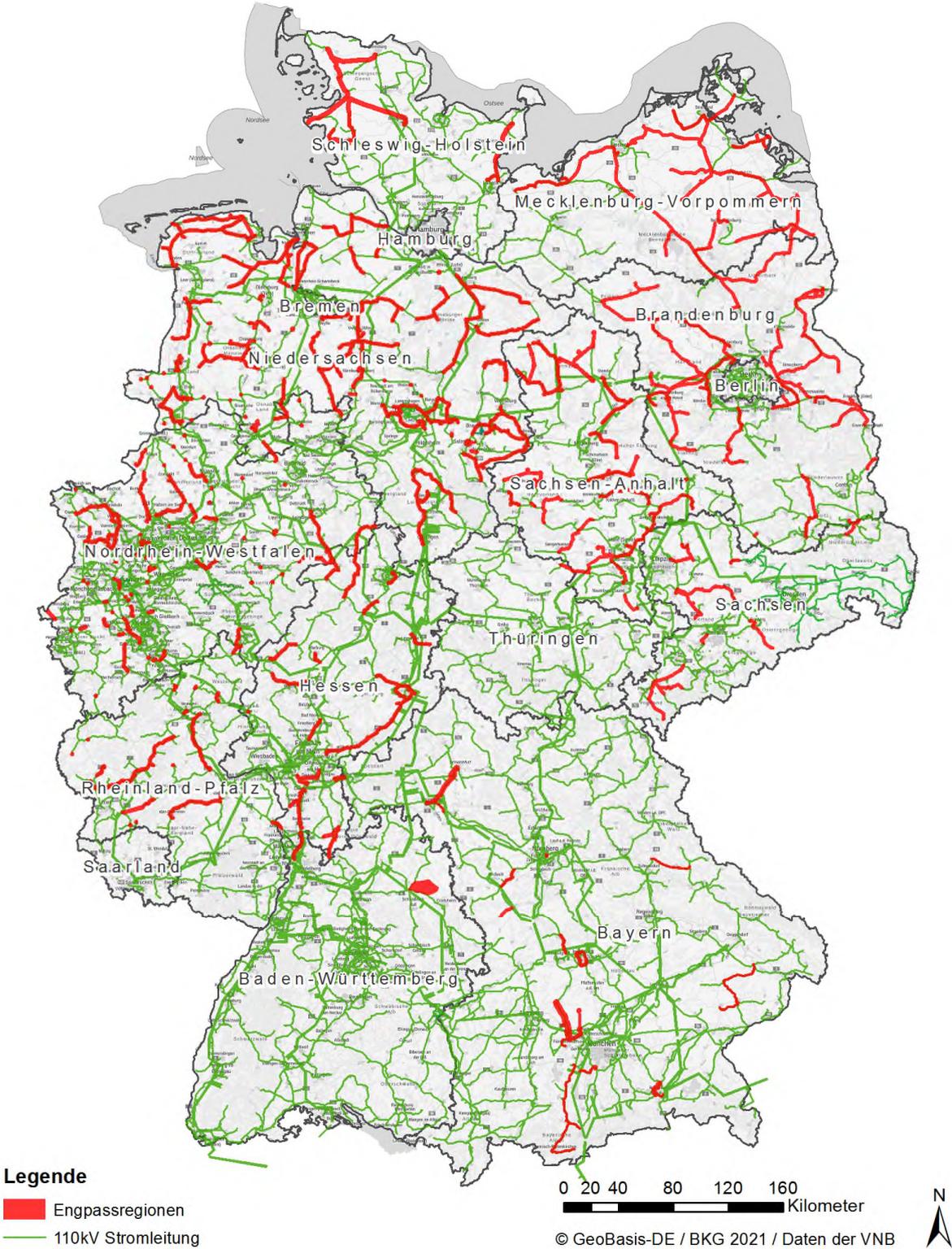


Abbildung 1-8: Hochspannungsnetz in Deutschland mit Engpassdarstellung

**10-Jahres-Ausbauplanung der Hochspannungsnetzbetreiber**

	<b>Netzausbaubedarf Hochspannungsnetz in Mio. Euro</b>
DB Energie GmbH	1033
Avacon Netz GmbH	961
Stromnetz Hamburg GmbH	807
Stromnetz Berlin GmbH	756
E.DIS Netz GmbH	669
Westnetz GmbH	585
Schleswig-Holstein Netz AG	469
NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH	284
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH	269
Bayernwerk Netz GmbH	234
Rheinische NETZGesellschaft mbH	231
Netze BW GmbH	209
MDN Main-Donau Netzgesellschaft mbH	162
TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG	147
LEW Verteilnetz GmbH	122
Syna GmbH	93
WEMAG Netz GmbH	86
Westfalen Weser Netz GmbH	76
SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG	71
ENSO Netz GmbH	57
Energienetze Offenbach GmbH	46
enercity Netz GmbH	36
DREWAG NETZ GmbH	36
Stadtwerke Wiesbaden Netz GmbH	35
Mainzer Netze GmbH	31
Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH	29
WSW Netz GmbH	28
MVV Netze GmbH	25
Netz Leipzig GmbH	24
Mainfranken Netze GmbH	23
Braunschweiger Netz GmbH	20
Netze Magdeburg GmbH	20
ENERVIE Vernetzt GmbH	18
Wesernetz Bremen GmbH	18
SWB Netz GmbH	14
Netze Duisburg GmbH	13
AVU Netz GmbH	12
Pfalzwerke Netz AG	11
EnergieNetz Mitte GmbH	9
NGN Netzgesellschaft Niederrhein mbH	8
Netzgesellschaft Düsseldorf mbH	7
bnNETZE GmbH	6
Energieversorgung Halle Netz GmbH	5

Tabelle 1-3: Gemeldete 10-Jahres-Ausbauplanung der Hochspannungsnetzebene je Hochspannungsnetzbetreiber in Mio. Euro – ab einem Ausbaubedarf in Höhe von 5 Mio. Euro

Der obenstehenden Tabelle 1-3 sind die gemeldeten Hochspannungsnetzinvestitionen für den Zeitraum 2020 bis 2030 zu entnehmen. Zur besseren Übersicht wurde die Darstellung auf Hochspannungsnetzbetreiber mit einem geplanten Ausbauvolumen ab 5 Mio. Euro begrenzt. Auf die Hochspannungsnetzbetreiber mit einer gemeldeten 10-Jahres-Ausbauplanung der Hochspannungsnetzebene größer 500 Mio. Euro wird im Folgenden kurz eingegangen. Insgesamt zeigt sich hier ein sehr heterogenes Bild.

Von der **DB Energie GmbH** wurden für den Zeitraum 2020 bis 2030 59 Maßnahmen im Hochspannungsnetz gemeldet. Hiervon befinden sich 44 Prozent im Bau und 18 Prozent in der konkreten Planung. 25 Prozent der gemeldeten Maßnahmen im Hochspannungsnetz werden als vorgesehene Maßnahmen gemeldet. Die gemeldeten Maßnahmen sind überwiegend dem Ersatzneubau sowie der Netzverstärkung und -optimierung zuzuordnen. Lediglich 5 der 59 Maßnahmen können als Neubau eingeordnet werden.

Von der **Avacon Netz GmbH** wurden für den Zeitraum 2020 bis 2030 182 Maßnahmen im Hochspannungsnetz gemeldet. Hiervon befinden sich 17 Prozent im Bau und 41 Prozent in der konkreten Planung. 42 Prozent der gemeldeten Maßnahmen im Hochspannungsnetz sind als vorgesehene Maßnahmen gemeldet. Von den 182 Maßnahmen können 54 Prozent dem Bereich Netzverstärkung und -optimierung zugeordnet werden – bei knapp 60 Prozent dieser Maßnahmen wird die Optimierung durch das Einführen von Freileitungsmonitoring erzielt. 22 Prozent der 182 Maßnahmen können dem Ersatzneubau zugeordnet und 24 Prozent der Maßnahmen als reiner Neubau angesehen werden.

Von der **Stromnetz Hamburg GmbH** wurden für den Zeitraum 2020 bis 2030 68 Maßnahmen im Hochspannungsnetz gemeldet. Hiervon befinden sich 31 Prozent im Bau und 7 Prozent in der konkreten Planung. 62 Prozent der gemeldeten Maßnahmen im Hochspannungsnetz sind als vorgesehene Maßnahmen gemeldet. Von den 68 Maßnahmen können 74 Prozent dem Ersatzneubau, 18 Prozent dem Bereich Netzverstärkung und -optimierung zugeordnet werden. 9 Prozent der gemeldeten Maßnahmen sind reine Neubaumaßnahmen. Die Stromnetz Hamburg GmbH gibt an, ihr Netzgebiet als städtischer Netzbetreiber größtenteils mit einer Erhöhung der Übertragungskapazität im Rahmen von Erneuerungs- und Ersatzmaßnahmen auf die Zunahme von u.a. der Elektromobilität vorzubereiten.

Von der **Stromnetz Berlin GmbH** wurden für den Zeitraum 2020 bis 2030 83 Maßnahmen im Hochspannungsnetz gemeldet. Hiervon befinden sich 35 Prozent im Bau und 4 Prozent in der konkreten Planung. 61 Prozent der gemeldeten Maßnahmen im Hochspannungsnetz sind als vorgesehene Maßnahmen gemeldet. Von den 83 Maßnahmen können 54 Prozent dem Ersatzneubau sowie 38 Prozent dem Bereich Netzverstärkung und -optimierung zugeordnet werden. 25 Prozent der gemeldeten Maßnahmen sind reine Neubaumaßnahmen. 4 Prozent der gemeldeten Maßnahmen dienen dem Netzzückbau und der Altlastenentsorgung.

Von der **E.DIS Netz GmbH** wurden für den Zeitraum 2020 bis 2030 98 Maßnahmen im Hochspannungsnetz gemeldet. Hiervon befinden sich 10 Prozent im Bau und 44 Prozent in der konkreten Planung. 46 Prozent der gemeldeten Maßnahmen im Hochspannungsnetz sind als vorgesehene Maßnahmen gemeldet. Von den 98 Maßnahmen können 43 Prozent dem Ersatzneubau, 37 Prozent dem Bereich Netzverstärkung und -optimierung zugeordnet werden. 20 Prozent der gemeldeten Maßnahmen sind reine Neubaumaßnahmen.

Von der **Westnetz GmbH** wurden für den Zeitraum 2020 bis 2030 87 Maßnahmen im Hochspannungsnetz gemeldet. Hiervon befinden sich 20 Prozent im Bau und 31 Prozent in der konkreten Planung. 45 Prozent der

gemeldeten Maßnahmen im Hochspannungsnetz sind als vorgesehene Maßnahmen gemeldet. Von den 87 Maßnahmen können 34 Prozent dem Bereich Netzverstärkung und -optimierung zugeordnet werden – bei knapp der Hälfte dieser Maßnahmen wird die Optimierung durch das Einführen von Freileitungsmonitoring erzielt. Drei Prozent der 182 Maßnahmen können dem Ersatzneubau zugeordnet und 47 Prozent als reiner Neubau angesehen werden. Weitere sieben Prozent der Maßnahmen dienen dem Netzurückbau.

Nach § 14 Abs. 1b EnWG müssen Betreiber von Hochspannungsnetzen einen Bericht mit detaillierten Angaben zur Netzplanung auf ihrer Internetseite veröffentlichen. Bei 56 der 59 zur Veröffentlichung verpflichteten Hochspannungsnetzbetreiber konnten Informationen auf deren Internetseiten gefunden werden. Damit hat sich die Transparenz im Vergleich zu den Vorjahren erheblich verbessert. Der Detailgrad der veröffentlichten Daten ist jedoch sehr heterogen: 52 Hochspannungsnetzbetreiber haben eine Karte ihres 110-kV-Netzes veröffentlicht, hierbei wurden Engpassregionen – soweit vorhanden – gekennzeichnet. In 42 Berichten nach § 14 Abs. 1b werden Planungsgrundlagen zur Entwicklung von Ein- und Ausspeisungen angegeben. Des Weiteren kommen 24 Hochspannungsnetzbetreiber der Pflicht nach, ihre 110-kV-Maßnahmen zu beschreiben, jedoch geben hierbei lediglich 14 Netzbetreiber die geschätzten Kosten der einzelnen Maßnahmen an. Um die Veröffentlichung der Netzausbaupläne handhabbarer zu gestalten und ein umfassenderes und einfach zugängliches Gesamtbild zu gewährleisten, sähe die Bundesnetzagentur in einer Veröffentlichung auf einer gemeinsamen Internetplattform der Verteilernetzbetreiber einen erheblichen Mehrwert.

## 2 Bericht zu Systemdienstleistungen und Netzbetrieb

Im Rahmen der Abfrage nach § 14 Abs. 1a EnWG wurden die Verteilernetzbetreiber anhand eines von der Bundesnetzagentur erstellten Fragebogens zu aktuellen Themen befragt. Ziel der Befragung ist, einen besseren Überblick über den Zustand der Netze, sowie den Umgang mit zukünftigen Herausforderungen zu erlangen. In dieses Kapitel wurden die Antworten von 59 Verteilernetzbetreibern einbezogen.

### 2.1 Ausnutzung der Bestandsnetze

Durch die steigende dezentrale Einspeisung erneuerbarer Energien sowie die steigende Elektrizitätsentnahme an Ladeeinrichtungen wächst der Bedarf an Netzzustandsinformationen für die Verteilernetzbetreiber. Die Befragung der 59 Verteilernetzbetreiber zeigte, dass Art und Detailgrad der Informationen, die die Netzbetreiber bereits zu heutigem Stand erhalten, divergent sind.

#### 2.1.1 Zentrale Erfassung und Verwendung von Netzdaten

Die Verteilernetzbetreiber wurden befragt, bis zu welcher Netzebene sie Daten zentral, beispielsweise in Netzleitstellen, erfassen. Unter der Datenerfassung ist nicht in erster Linie die momentane Auslastung der Netzstränge zu verstehen, sondern überwiegend die Erfassung von Schaltzuständen im Netz. Alle befragten Verteilernetzbetreiber erfassen bereits Daten der Hochspannungsnetzebene. Bei der Umspannebene Hochspannung auf Mittelspannung sind 58 der 59 Verteilernetzbetreiber in der Lage Daten zentral zu erfassen, bei der Mittelspannungsnetzebene sind es 53 der 59 Netzbetreiber. Die Umspannebene Hochspannung auf Mittelspannung wird noch von 23 der 59 Verteilernetzbetreiber zentral erfasst. Drei Verteilernetzbetreiber erfassen sogar Daten der Niederspannungsnetzebene zentral.

#### Bis zu welcher Netzebene werden Daten zentral erfasst?

	kumulierte Anzahl Verteilernetzbetreiber
HS	59
UW HS auf MS	58
MS	53
UW MS auf NS	23
NS	3

Tabelle 2-1: Datenerfassung – Bis zu welcher Netzebene können Daten zentral erfasst werden

Im Ergebnis zeigt sich, dass die Niederspannung nach wie vor nicht zentral beobachtbar ist. Für die zukünftigen Fragestellungen an das Verteilernetz ist es jedoch nicht nur von Interesse, Daten über das Netz an zentraler Stelle zu erfassen, sondern diese verarbeiten zu können und folglich auch Betriebsmittel zentral schalten zu können. Die Fähigkeit der Verteilernetzbetreiber, Betriebsmittel aus der Ferne zu steuern, hat sich im Zeitverlauf erhöht. Gaben im Jahr 2017 86 Prozent der befragten Netzbetreiber an, Betriebsmittel bis zur Mittelspannungsebene zentral steuern zu können, so sind es in der aktuellen Befragung bereits 90 Prozent der

Netzbetreiber. Beispiele für zentral schaltbare Betriebsmittel sind Lasttrennschalter oder regelbare OrtsNetzTransformatoren (rONT).

Netzbetreiber hatten bei der Befragung die Möglichkeit, die Steuerungstechnologien und ihr Konzept zu beschreiben. Im Rahmen der Konzeptbeschreibung hat der überwiegende Teil der Netzbetreiber explizit auf die zentrale Schaltung von Betriebsmittel über das Netzleitsystem hingewiesen. Die Angaben zu den für die Steuerung genutzten (oder geplanten) Übertragungstechnologien sind hingegen unterschiedlich. Hier werden Technologien wie beispielsweise Mobilfunk, 450 MHz (Pilotprojekte) oder Low Power Wide Area Netzwerke (LPWAN) wie LoRaWAN genannt. Mit Blick in die Zukunft planen 75 Prozent der befragten Netzbetreiber, die Steuerungsmöglichkeiten zu erweitern. Mit der Entscheidung der Präsidentenkammer der Bundesnetzagentur vom 26.11.2020 werden die Frequenzen in dem Bereich 450-MHz vorrangig für Anwendungen kritischer Infrastrukturen bereitgestellt. Die 450 MHz-Frequenz ist auf Grund ihrer Eigenschaften wie einer hohen Reichweite und einer guten Gebäudedurchdringung ideal für die Errichtung einer krisenfesten und hochverfügbaren Kommunikation in den Energienetzen. Es ist daher davon auszugehen, dass sich der Anteil der 450-MHz an den für die Steuerung genutzten Übertragungstechnologien in Zukunft signifikant erhöhen wird.

Neben der beschriebenen zentralen Erfassung von Schaltzuständen - und zentralen Steuerung - benötigen Verteilernetzbetreiber ebenso Prognosen über die Auslastung ihrer Netze. 20 der befragten Netzbetreiber geben an, mindestens täglich eine Netzauslastungsprognose durchzuführen, weitere neun Netzbetreiber geben an dies mindestens wöchentlich durchzuführen. Damit ist im Vergleich zur Abfrage des Vorjahres die Zahl der Netzbetreiber, die mindestens täglich bzw. wöchentlich eine Auslastungsprognose erstellen gestiegen (siehe nachfolgende Abbildung).

**Prognostizieren Sie mindestens einmal täglich oder mindestens wöchentlich die Auslastung Ihres Netzes im Rahmen des Netzbetriebs?**

Anzahl Netzbetreiber

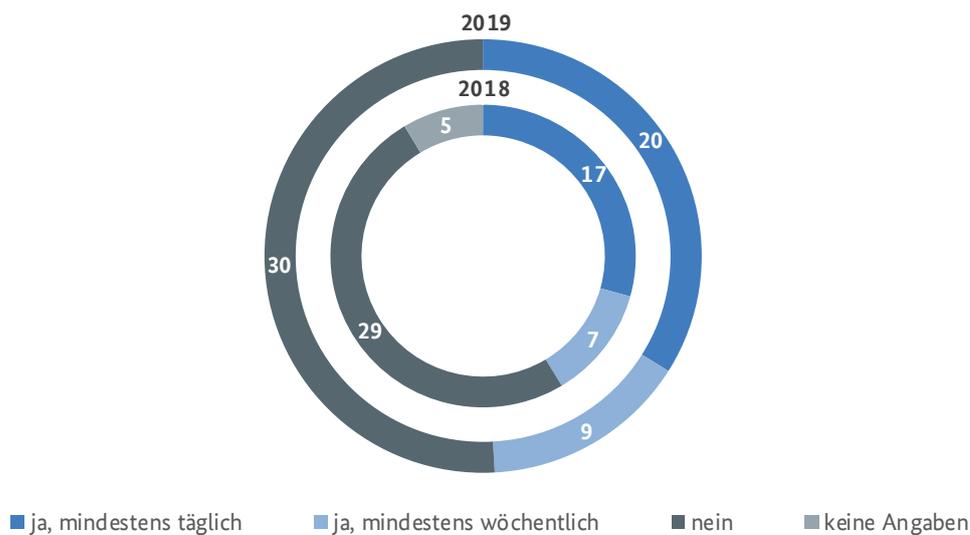


Abbildung 2-1: Häufigkeit von Netzauslastungsprognosen

Einige der befragten Netzbetreiber gaben an, dass sie ein Prognose- und Fahrplanmanagement im Zuge der Umsetzung der GLDPM (Generation and Load Data Provision Methodology) aufbauen bzw. vorbereiten. Bei den GLDPMs handelt es sich um zwei Methoden, die die europäischen ÜNB auf Grundlage der CACM-Verordnung (für den Intraday- und Day-ahead Zeitbereich) sowie der FCA-Verordnung (für die langfristigen Zeitbereiche, insbesondere Monat und Jahr) nacheinander entwickelt haben. Sie beinhalten Regelungen zu einer einheitlichen Bereitstellung von Erzeugungs- und Lastdaten für die Erstellung des gemeinsamen Netzmodells. Hierfür werden auch Daten aus dem Verteilernetz benötigt. Die beiden GLDPMs wurden von den europäischen Regulierungsbehörden zwischen Ende 2016 und März 2018 genehmigt.

Einer der befragten Verteilernetzbetreiber weist darauf hin, dass sich ein System zur Vorhersage der Wahrscheinlichkeit eines Einspeisemanagement-Einsatzes in der Testphase befindet. Das System basiere auf Prognosen für Windgeschwindigkeit und Solarstrahlung. Die auf der Homepage veröffentlichten Prognosen zum Einspeisemanagement würden einmal am Tag aktualisiert. Aufgrund fehlender Informationen bezüglich der Einspeisung von Biomasse und der Verbraucher unterliege dieses System hoher Unsicherheit. Daher würden die Informationen von dem Netzbetreiber derzeit nicht systematisch im Netzbetrieb verwendet.

**Besteht Bedarf an weiteren, noch nicht zur Verfügung stehenden Daten?**  
in Prozent

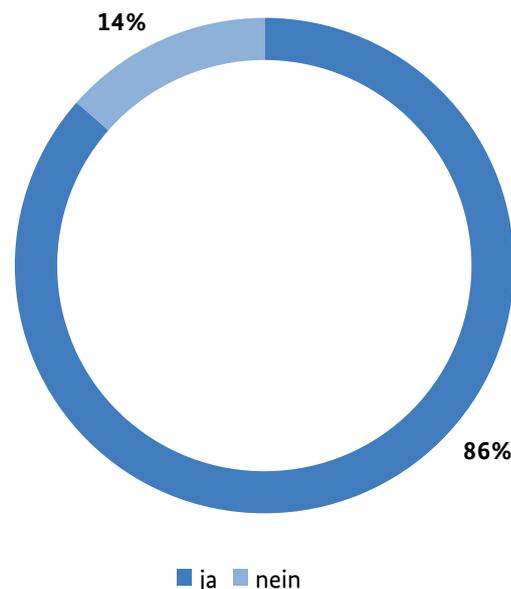


Abbildung 2-2: Datenerfassung – Bedarf an noch nicht zur Verfügung stehenden Daten

Der Großteil der befragten Netzbetreiber (86 Prozent) sieht einen Bedarf an weiteren, aktuell noch nicht verfügbaren Daten. Dabei gaben 18 Netzbetreiber an, weitere Informationen von Erzeugungsanlagen und Fahrplandaten vom vor- beziehungsweise nachgelagerten Netzbetreiber zu benötigen. 28 Netzbetreiber sehen einen Bedarf an zusätzlichen Daten des Mittel- und Niederspannungsnetzes zur Ist-Auslastung von Betriebsmitteln. Im gleichen Zug wurde häufig der Einsatz von Smart Metern erwähnt, der mit fortlaufenden Rollout die benötigten Daten - überwiegend von Verbrauchern und Erzeugern - größtenteils abdecken soll.

### 2.1.2 Optimierung der Bestandsnetzauslastung

Unter Beachtung des in Kapitel 1 erwähnten NOVA-Prinzips prüfen Verteilernetzbetreiber ihr Netz auf Optimierungspotential, d.h. es wird unter anderem geprüft, ob Möglichkeiten der besseren Auslastung des Bestandsnetzes vorhanden sind. Im Rahmen der Befragung wurde dieser Themenbereich daher umfangreich abgefragt.

Um das eigene Bestandsnetz besser auslasten zu können, ergreifen bereits 46 Netzbetreiber (78 Prozent) technische Maßnahmen. Im Vorjahr gaben dies 39 (67 Prozent) an. Ein Großteil dieser Netzbetreiber hat beschrieben, welche technischen Maßnahmen ergriffen werden. Oft wurde hierbei auf Einspeisemanagement, Einsatz von rONT, Freileitungsmonitoring sowie sonstige Regelungskonzepte verwiesen. Die nachfolgende Abbildung zeigt, wie häufig diese technischen Maßnahmen genannt wurden.

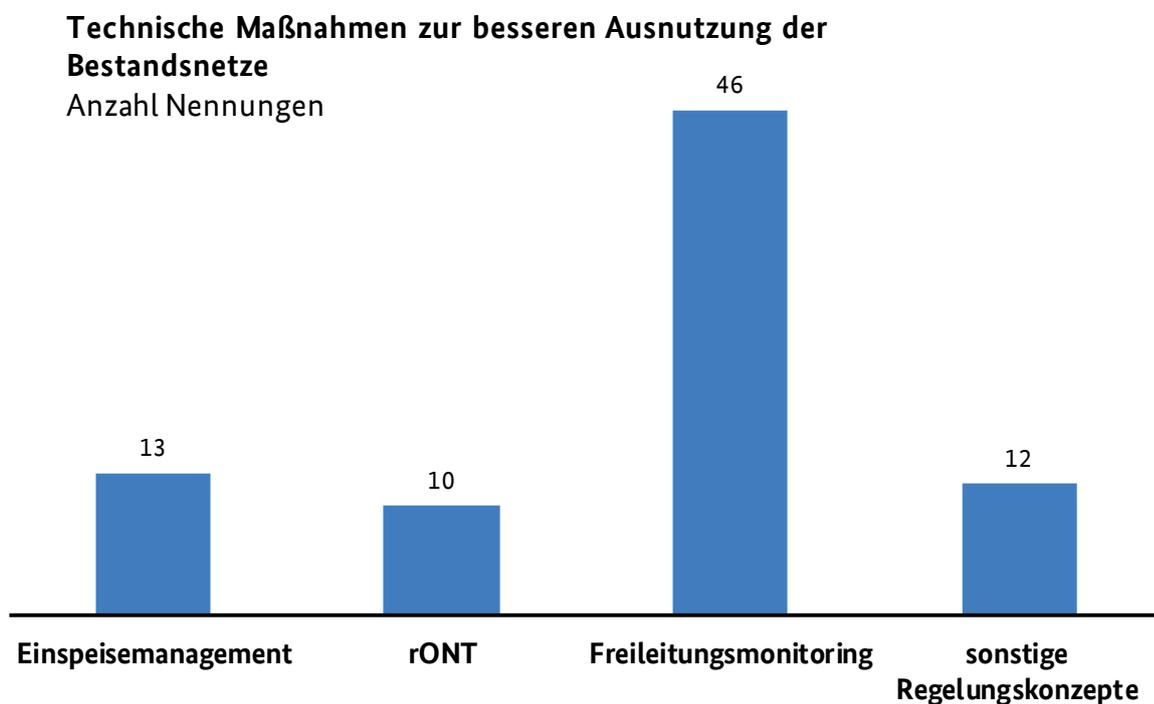


Abbildung 2-3: Technische Maßnahmen zur besseren Ausnutzung der Bestandsnetze

Die Netzbetreiber, die keine technischen Maßnahmen zur besseren Auslastung des Bestandsnetzes ergreifen, gaben an, dass in ihren Netzen kein Bedarf besteht.

Eine weiteres Themengebiet im Bereich der Bestandsnetzauslastung ist die Sicherstellung des Einspeisevorrangs. Bei vielen der Netzbetreiber (22 Prozent) wird der Einspeisevorrang gemäß dem BDEW-Leitfaden sichergestellt. Ein höherer Anteil der Netzbetreiber (36 Prozent) weist jedoch darauf hin, dass ein Einspeisevorrang im eigenen Netz nicht erforderlich sei. Einige der Netzbetreiber haben dies damit begründet, dass in ihrem Netz kein Engpass bestehe. Die Größe (kW), ab der konventionelle Anlagen zum Engpassmanagement herangezogen werden, unterscheidet sich jedoch bei den Netzbetreibern stark. 7 Netzbetreiber beziehen konventionell betriebene Anlagen ab einer Größe von 30 kW, 15 Netzbetreiber ab

einer Größe von 100 kW in das Engpassmanagement ein. Bei 8 Netzbetreibern wurde ein Einbezug ab 0 kW angegeben, d.h. alle konventionellen Anlagen würden einbezogen werden.

Nach der heutigen Rechtslage (§ 13a EnWG) sind Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 10 Megawatt verpflichtet am Engpassmanagement teilzunehmen. Ab dem 1. Oktober 2021 gilt dies schon für Anlagen ab 100 kW.

### Anlagengröße ab der konventionelle Anlagen zum Engpassmanagement werden

In kW

	Verteilernetzbetreiber Anzahl
0 kW	8
0,1-4,6 kW	2
30 kW	7
100 kW	15
500-1.000 kW	2
10.000 kW	5
12.000 - 20.000 kW	2
60.000 kW	1
Keine Angabe	4

Tabelle 2-2: Einbezug von konventionellen Erzeugungsanlagen beim Engpassmanagement

KWK- Anlagen werden von 37 Netzbetreibern abgeregelt. 18 der befragten Netzbetreiber geben zudem an, dass sie Erzeuger in der Eigenversorgung abregeln, der überwiegende Teil (64 Prozent) regelt diese nicht ab.

Nach § 11 Abs. 2 EnWG können Verteilernetzbetreiber im Rahmen ihrer Planung eines bedarfsgerechten und wirtschaftlichen zumutbaren Netzausbaus die sogenannte Spitzenkappung anwenden. Hierbei darf die prognostizierte jährliche Stromerzeugung je unmittelbar an ihr Netz angeschlossener Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie um bis zu 3 Prozent planerisch reduziert werden. Im Rahmen der Abfrage zum Bericht über den Zustand und Ausbau der Verteilernetze wurden die Netzbetreiber gefragt, ob in ihren Netzen Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG angewendet wird. 52 der 59 Verteilernetzbetreiber verneinten dies. Die sieben Verteilernetzbetreiber, die Spitzenkappung nach §11 Abs. 2 EnWG anwenden, nutzen dazu verschiedene Verfahren aus dem FNN-Hinweis "Spitzenkappung". Vier Verteilernetzbetreiber wenden das etwas einfachere pauschale Verfahren mit bundeseinheitlichen Reduktionsfaktoren an. Die anderen drei Verteilernetzbetreiber geben an, sowohl das pauschale als auch das dynamische Verfahren anzuwenden. Diese Verfahren werden mithilfe verschiedener Reduktionsfaktoren umgesetzt: bundeseinheitlichen Reduktionsfaktoren, Kombinationsfaktor-Verfahren, sowie mit anhand von Zeitreihen ermittelten individuellen Reduktionsfaktoren.

In Bezug auf die regulatorische Behandlung von Engpassmanagementkosten spricht sich die Bundesnetzagentur weiterhin für eine adäquate Neuregelung der Behandlung der Einspeisemanagementkosten im Rahmen der Festlegung der Erlösobergrenzen aus. Dabei sollten die richtigen Anreize für einen schnellen und angemessenen Netzausbau und die Optimierung der Bestandsnetze gesetzt werden und so zu einer Senkung der Engpassmanagementkosten beigetragen werden. Im Ergebnis sollten die Anreize so gesetzt sein, dass eine betriebs- und damit indirekt volkswirtschaftliche Abwägung zwischen der Netzoptimierung und dem Netzausbau stattfinden kann. Die Engpassmanagementkosten sollten hierbei auf ein effizientes Maß begrenzt werden.

Um die Auslastung im Mittel- und Niederspannungsnetz optimieren zu können, werden zunehmend regelbare Ortsnetztransformatoren, kurz rONT, von den Netzbetreibern eingesetzt. Diese können aufgrund ihrer sparsamen Bauweise in bestehenden Ortsnetzstationen, sogar in besonders platzsparenden Stationen, wie Kompaktstationen eingebaut werden. Durch eine Regelung des Übersetzungsverhältnisses des Transformators, welche unter Spannung, also im laufenden Betrieb, erfolgt, kann der rONT in Netzgebieten mit hohen Spannungsschwankungen eingesetzt werden. Außerdem dient der rONT zur Optimierung des Blindleistungsmanagements und der Netztopologie. Somit können durch den größeren Versorgungsradius aufgrund der Regelung gegebenenfalls Ortsnetzstationen zusammengelegt werden. Der Einsatz eines vergleichsweise kostenintensiven rONTs zählt bei Anwendung des NOVA-Prinzips zu einer Optimierungsmaßnahme und ist deshalb als Alternative zu Verstärkung oder Netzausbau in Erwägung zu ziehen.

Stand Juni 2020 sind 1.222 regelbare Ortsnetztransformatoren in den Netzen von 26 Verteilernetzbetreibern in Betrieb. Von den 1.222 rONT wurden im Jahr 2019 301 rONT bei fünf Verteilernetzbetreibern verbaut. Die Anzahl der im eigenen Netz verbauten rONT ist bei den Verteilernetzbetreibern dabei sehr unterschiedlich. So verteilen sich 78 Prozent der 1.222 rONT auf zwei Netzbetreiber und 17 der 26 Verteilernetzbetreiber – die rONT einsetzen – haben weniger als zehn rONT im eigenen Netzgebiet.

### **2.1.3 Kurze Versorgungsunterbrechungen**

Wie im vorangegangenen Kapitel beschrieben, ist die Haltung der Spannungskapazität für den Netzbetrieb ein sehr wichtiges Thema. Als Spannungsqualität wird grundsätzlich die Übereinstimmung der tatsächlich – physikalisch – vorliegenden Netzspannung und der vom Netzbetreiber zugesagten Netzspannung verstanden. Durch europäische und internationale Normen wird ein Maß für die Spannungsqualität vorgegeben. Für das gleiche Verständnis im europäischen Raum wurde im Jahr 2010 die Norm EN 50160:2010 geschaffen, demnach liegt eine Unterbrechung vor, sofern die Spannung einer Übergabequelle um mehr als 5 Prozent von der Bezugsspannung abweicht. Ein Spannungseinbruch ist definiert durch eine um mehr als zehn Prozent verringerte oder mehr als fünf Prozent erhöhte tatsächliche Spannung im Vergleich zur zugesagten Bezugsspannung. Auch wenn die tatsächliche Unterbrechung der Stromversorgung sehr kurz ist, wird von einer Versorgungsunterbrechung gesprochen. Liegt die Dauer der Unterbrechung dabei unterhalb von drei Minuten, so wird sie als "kurze Versorgungsunterbrechung" bezeichnet.

Die Auswirkungen von kurzen Versorgungsunterbrechungen sind sehr unterschiedlich und abhängig von der Art des Verbrauchers sowie dessen Störempfindlichkeit. Bereits kleine Normabweichungen können in bestimmten Fällen zu Störungen bei Letztverbrauchern oder im Netzbetrieb führen. Kurze Versorgungsunterbrechungen werden somit von verschiedenen Kundengruppen unterschiedlich wahrgenommen. Für Haushaltskunden sind sie meist von untergeordneter Bedeutung. Bei industriellen

Verbrauchern, die über keine gesonderte Absicherung der Stromversorgung für kritische Prozesse verfügen, können bereits sehr kurze Versorgungsunterbrechungen oder Spannungsabweichungen zu Produktionsbeeinträchtigungen führen. Ursächlich für kurze Versorgungsunterbrechungen sind bspw. atmosphärische Einwirkungen und daraus resultierende Erd- und Kurzschlüsse oder NetZRückwirkungen von Erzeugungsanlagen und Verbrauchsgeräten. In Deutschland erhebt die Bundesnetzagentur gemäß § 52 EnWG die Daten zu den Langzeitversorgungsunterbrechungen mit einer Dauer > 3 Minuten. Diese werden im Strombereich ebenfalls zur Qualitätsregulierung herangezogen. Zum Zweck einer regulatorischen Analyse in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, hat die Bundesnetzagentur eine Befragung zur Spannungsqualität durchgeführt und Unternehmen die Möglichkeit geboten, hierzu einen freiwilligen Beitrag zu leisten. Ziel der Befragung ist es, detailliertere Erkenntnisse und valide Daten von den Unternehmen hinsichtlich der Spannungsqualität zu erhalten, auf deren Basis eine regulatorische Analyse und Bewertung der Spannungsqualität in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen erfolgen kann. Die Befragung befindet sich derzeit noch in der Auswertung.

Kurze Versorgungsunterbrechungen zwischen einer und drei Minuten werden auf der Hochspannungsebene von 39 der 58 befragten Verteilernetzbetreibern erfasst – einer der befragten Verteilernetzbetreiber betreibt kein Hochspannungsnetz und ist daher hier nicht betrachtet. Im Mittelspannungsnetz werden von 44 der 59 befragten Verteilernetzbetreibern sowie in der Niederspannung von 12 Verteilernetzbetreibern Unterbrechungen zwischen einer und drei Minuten erfasst. Im Vergleich zum Vorjahr ist die Zahl der Verteilernetzbetreiber, die kurze Versorgungsunterbrechungen zwischen einer und drei Minuten in ihren Netzen erfassen, leicht gestiegen. Unterbrechungen von einer Dauer unter einer Minute werden im Hochspannungsnetz von 39, im Mittelspannungsnetz von 44 sowie im Niederspannungsnetz von acht Verteilernetzbetreibern erfasst. Im Vergleich zum Vorjahr ist die Zahl der Verteilernetzbetreiber, die Unterbrechungen unter einer Minute erfassen, stark gestiegen (Hochspannung +27, Mittelspannung + 22, Niederspannung +6).

Die mit dem Bericht nach §14 Abs. 1a und 1b EnWG übermittelten erfassten kurzen Versorgungsunterbrechungen sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt. Demnach ist die Zahl der Versorgungsunterbrechungen zwischen einer und drei Minuten im Vergleich zur Vorjahresmeldung um fast die Hälfte zurückgegangen. Die erfassten Versorgungsunterbrechungen unter einer Minute sind leicht angestiegen, die Anzahl der Netzbetreiber, die Unterbrechungen unter einer Minute gemeldet haben, hat sich jedoch mehr als verdoppelt. Ein klarer Trend hinsichtlich einer Steigerung oder Reduzierung von kurzen Versorgungsunterbrechungen lässt sich vor diesem Hintergrund auf Grundlage der Meldungen der Netzbetreiber nicht ableiten.

### Anzahl der Kurzzeitunterbrechungen im Vergleich zum Vorjahr je Netzebene

	Kurzzeit- unterbrechungen unter 1 Minute  Anzahl 2018	Kurzzeit- unterbrechungen unter 1 Minute  Anzahl 2019	Kurzzeit- unterbrechungen zwischen 1 und 3 Minuten  Anzahl 2018	Kurzzeit- unterbrechungen zwischen 1 und 3 Minuten  Anzahl 2019
HS	1550	714	68	37
MS	1860	2833	1890	1213
NS	19	2	210	33
Gesamt:	3429	3549	2168	1283

Tabelle 2-3: Anzahl der Kurzzeitunterbrechungen im Vergleich zum Vorjahr

Viele derjenigen Verteilernetzbetreiber, die keine kurzen Versorgungsunterbrechungen meldeten, gaben hauptsächlich an, dass entweder die Unterbrechungen nicht erfasst oder zwar erfasst aber nicht ausgewertet werden können. Dies betrifft meistens die unteren Netzebenen. Auch sehen manche Netzbetreiber aufgrund von Effizienzgründen (Ersparnis des Aufwands) keinen Bedarf, da eine Erfassung nicht vorgeschrieben ist.

36 der befragten Verteilernetzbetreiber erfassen zusätzlich erfolgreiche automatische Wiedereinschaltungen (AWE). Für das Jahr 2019 wurden im Rahmen des Berichts 3.086 AWE gemeldet. Für das Jahr 2019 wurden des Weiteren 632 Spannungseinbrüche entsprechend der Norm EN 50162:2010 von 21 der befragten Verteilernetzbetreiber gemeldet. Ein Vergleich mit dem Vorjahr ist nicht möglich, da die Abfrage nach der Anzahl der AWE sowie der Spannungseinbrüche nach Norm EN 50162:2010 neu in die Befragung aufgenommen wurde.

## 2.2 Steuerbare Verbrauchseinrichtungen

Bevor in diesem Teil des Berichts zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze auf die Ergebnisse der Befragung bezüglich steuerbarer Verbraucher eingegangen werden kann, sollte zunächst einmal die Veränderung auf der Lastseite betrachtet werden. Auch in der diesjährigen Befragung der 59 Verteilernetzbetreiber wurde nach vorhandenen verbrauchsbedingten Kapazitätsengpässen sowie Grenzwertverletzungen gefragt. Im Vergleich zu den Angaben im Vorjahresbericht ist die Anzahl der Verteilernetzbetreiber mit verbrauchsbedingten Kapazitätsengpässen in ihrem Netz – vor allem in der Mittel- und Niederspannung – leicht gestiegen. Die Anzahl der Grenzwertverletzung ist hingegen in den unteren Spannungsebenen leicht gesunken.

### Verbrauchsbedingte Kapazitätsengpässe nach Spannungsebene

Anzahl

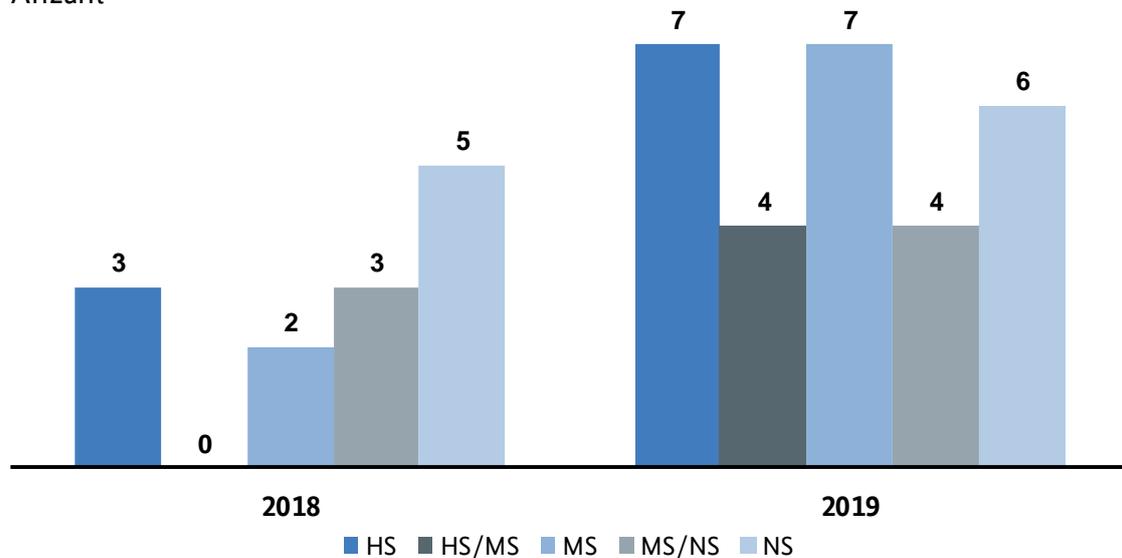


Abbildung 2-4: Verbrauchsbedingte Kapazitätsengpässe nach Spannungsebene

### Verbrauchsbedingte Grenzwertverletzungen nach Spannungsebene

Anzahl

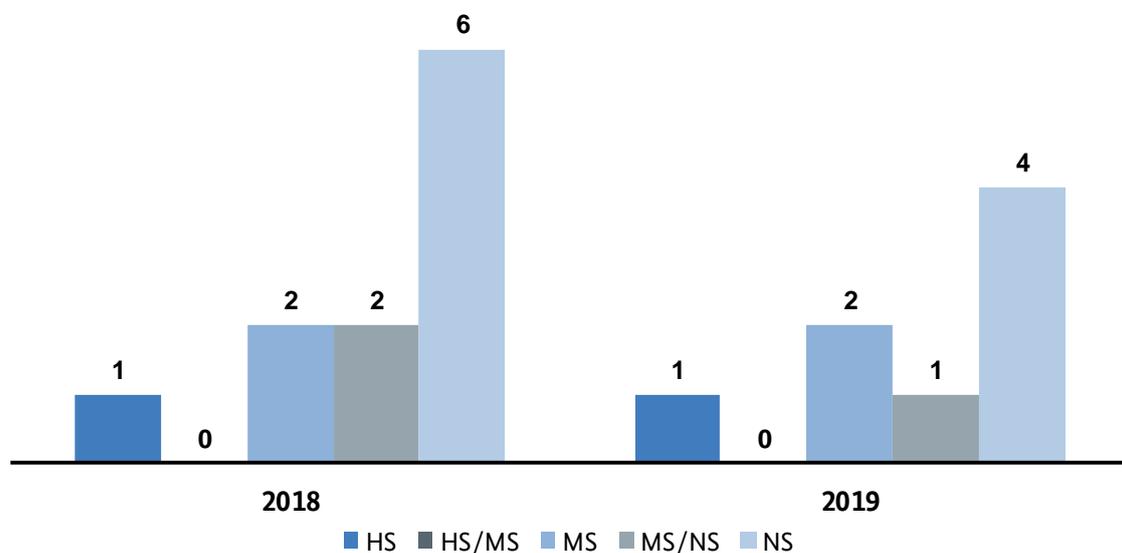


Abbildung 2-5: Verbrauchsbedingte Grenzwertverletzung nach Spannungsebene

Die Verteilernetzbetreiber wurden befragt, wie sie Kapazitätsengpässen bzw. Grenzwertverletzungen begegnen würden. Verbrauchsbedingten Kapazitätsengpässen wird mit Netzausbau (22 Netzbetreiber), Netzoptimierung und -verstärkung (23 Netzbetreiber) sowie der Steuerung von Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG (10 Netzbetreiber) begegnet. Bestehenden Grenzwertverletzungen wird ebenfalls mit Netzausbau (17 Netzbetreiber), Netzoptimierung und -verstärkung (18 Netzbetreiber) sowie der Steuerung von

Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG (47 Netzbetreiber) begegnet. Zudem gaben vier Netzbetreiber an, dass sie mit Blindleistungssteuerung auf bestehende Grenzwertverletzungen reagieren.

Wie in Abbildung 1-2 des Kapitels 1.1 zu sehen ist, entfallen 199 Mio. Euro der 16,1 Mrd. Euro (10-Jahres-Netzausbaubedarf) auf Maßnahmen zur Behebung verbrauchsbedingter Netzengpässe. Der Anteil deutet zunächst darauf, dass im Schnitt über alle Netzbetreiber derzeit noch kein großer, rein durch Elektromobilität getriebener, Netzausbaubedarf notwendig ist. Da es bei den genannten 199 Mio. Euro um die reine Betrachtung von Maßnahmen bezüglich bestehender Netzengpässe handelt, sagt dies jedoch nichts über den zukünftigen Ausbaubedarf durch die Elektromobilität aus. Die Verteilernetzbetreiber werden sehr divers mit einer Netzbelastung durch Ladeeinrichtungen konfrontiert werden. Insbesondere bei städtischen Verteilernetzbetreibern kann der durch Verbrauchseinrichtungen getriebene Netzausbaubedarf in den kommenden Jahren weiter steigen. Einige der befragten Netzbetreiber gaben in Gesprächen an, dass der zukünftigen Belastung durch Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen präventiv im Rahmen der Erneuerungsinvestitionen durch Kapazitätserhöhungen begegnet wird. So können verbrauchsbedingte Netzengpässe durch eine vorausschauende Planung verhindert werden. Des Weiteren wies ein Netzbetreiber auf Schwierigkeiten hin, die sich aufgrund steigender Lasten und durch begrenzte Netzausbaumöglichkeiten im städtischen Bereich – wie dem schlicht fehlenden Platz für neue Infrastrukturen – ergeben können. Im Rahmen der diesjährigen Abfrage nach § 14 Abs. 1a und 1b EnWG wurde der Fragebogen im Bereich der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen daher vertieft.

### 2.2.1 Meldung von Ladeeinrichtungen

Die Inbetriebnahme einer Ladeeinrichtung für Elektromobile ist dem jeweiligen Anschlussnetzbetreiber seit März 2019 verpflichtend mitzuteilen. Diese Anforderung ergibt sich sowohl aus den Technischen Anschlussregeln (TAR) als auch aus § 19 Abs. 2 der Niederspannungsanschlussverordnung. Wie die Verteilernetzbetreiber über den Anschluss einer privaten Ladestation in ihrem Netz informiert werden ist unterschiedlich. Die Meldung von privaten Ladeeinrichtungen kann über ein durch den Installateur via Formblatt nach TAR-4100 (36 Nennungen), im Rahmen der Netzanschlussmeldung bei Neuanschlüssen (7 Nennungen), im Rahmen einer Energiebedarfsanmeldung bestehender Anschlüsse (2 Nennungen) und/oder über sonstige Eingaben im Kundenportal (5 Nennungen) erfolgen. Die Meldung von öffentlichen Ladeeinrichtungen erfolgt weitestgehend wie bei privaten Ladeeinrichtungen. Fast alle Netzbetreiber stehen mit Installateuren sowie Elektrikern in Kontakt, um die Meldung von Ladeeinrichtungen zu verbessern. Lediglich ein Netzbetreiber gab an, dies nicht zu tun. Die 59 Verteilernetzbetreiber wurden gefragt, wie ihre Erfahrungen mit der Anzeige von privaten Ladeeinrichtungen ist. 22 Prozent der Netzbetreiber haben angegeben, dass die bisherigen Erfahrungen positiv sind. Weitere 35 Prozent gaben an, dass sich die Situation des Meldeverhaltens verbessert. Die übrigen 43 Prozent gaben an, die Erfahrungen mit dem Meldeverhalten privater Ladeeinrichtungen sei eher negativ. Hier wurde beispielsweise als negativ genannt, dass dem Netzbetreiber keinerlei Möglichkeit besteht, nachzuprüfen, ob ein Kunde eine Ladeeinrichtung im privaten Bereich installiert hat oder nicht. Somit besteht für den privaten Ladesäulenbetreiber zwar die gesetzliche Verpflichtung diese zu melden, die Möglichkeit, eine Nichtmeldung zu identifizieren ist aufgrund von fehlender Kontrollmöglichkeit sehr gering.

Ein Verteilernetzbetreiber gab an, zusätzliche Informationen über das Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur einzuholen, sechs Netzbetreiber gleichen ihre Zahlen mit den laut Bundeskraftfahrtamt gemeldeten Elektromobilen ab. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist für einen vorausschauenden Netzausbau eine breite Informationsbasis sehr wichtig. Auch im Rahmen der Umsetzung der Maßnahme

„Vorausschauender Ausbau der Netze“ aus dem Masterplan Ladeinfrastruktur der Bundesregierung war das Ergebnis der Diskussionen zwischen BMWi, BMVI, der Bundesnetzagentur sowie den Verbänden der Energiewirtschaft (BDEW und VKU), dass eine verbesserte Informationsbereitstellung die entscheidende Maßnahme für die bessere Einschätzung der zukünftigen Versorgungsaufgabe der Stromnetze ist.

### 2.2.2 Anschluss und Steuerbarkeit von Verbrauchseinrichtungen

Viele der Netzbetreiber geben bereits eine Steuerbarkeit für Wärmepumpen oder Ladeeinrichtungen vor. Wie in der nachfolgenden Abbildung verdeutlicht wird, schreibt fast die Hälfte der befragten Verteilernetzbetreiber eine Steuerbarkeit sowohl für Wärmepumpen als auch für Ladeeinrichtungen vor. 5 Netzbetreiber schreiben eine Steuerbarkeit lediglich für Wärmepumpen, weitere 4 nur für Ladeeinrichtungen vor. 22 Verteilernetzbetreiber geben in ihren technischen Anschlussbedingungen keine Steuerbarkeit vor.

#### Wird eine Steuerbarkeit von Wärmepumpen und/oder Ladeeinrichtungen in den technischen Anschlussbedingungen vorgeschrieben? Anzahl Netzbetreiber

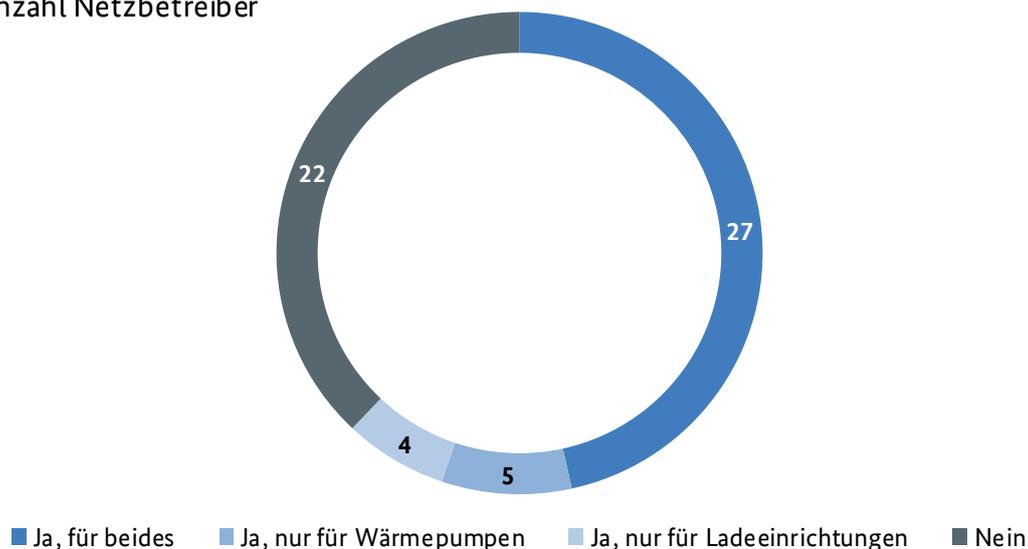


Abbildung 2-6: Vorgabe der Steuerbarkeit in den technischen Anschlussbedingungen

Einige der Netzbetreiber, die eine Steuerbarkeit für Wärmepumpen und/oder Ladeeinrichtungen (steuerbare Verbrauchseinrichtungen) vorschreiben, geben zusätzlich einen Grenzwert (kW) in ihren technischen Bedingungen an, ab der die Steuerung für die jeweilige steuerbare Verbrauchseinrichtung vorgeschrieben ist. Demnach wird bei 4 Netzbetreibern die Steuerbarkeit für alle – d.h. ab 0 kW – angeschlossenen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen vorgegeben, bei weiteren 8 Netzbetreibern ab einer Größe von 12 kW sowie bei einem Netzbetreiber lediglich bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen ab 100 kW. Der Großteil (23) der Netzbetreiber, die eine Steuerung von Wärmepumpen und/oder Ladeeinrichtungen in seinen technischen Anschlussbedingungen vorgibt, hat in der Befragung zur Grenzwertvorgabe jedoch keine Angabe gemacht.

Fast alle Netzbetreiber verlangen beim Anschluss von Verbrauchseinrichtungen sowohl Anschlussentgelte als auch Baukostenzuschüsse. Ein Netzbetreiber gab hierbei an, dass Anschlussentgelte jedoch nicht erhoben

werden, sofern sich die Verbrauchseinrichtung steuern lässt. Drei Verteilernetzbetreiber gaben an, nur Anschlussentgelte zu erheben und aus verschiedenen Gründen auf die Baukostenzuschüsse zu verzichten. Zum Teil wird in der Niederspannung, also dort, wo überwiegend steuerbare Verbraucher angeschlossen werden, generell kein Baukostenzuschuss erhoben. Ein Netzbetreiber gab an, auf die Baukostenzuschüsse aufgrund des Konzessionswettbewerbs verzichten zu müssen. Ein Verteilernetzbetreiber erhebt Baukostenzuschüsse nur in Neubaugebieten. Anschlusskosten werden von diesem Netzbetreiber nicht erhoben, wenn die Anschlussleistung im Bestandsnetz bereits vorhanden ist und kein Ausbaubedarf durch den Netzanschluss entsteht. So soll ein Anreiz geschaffen werden, dass Verbrauchseinrichtungen dort installiert werden, wo ausreichend Leistung im Netz verfügbar ist. Ein Netzbetreiber gab an, weder Anschlussentgelte noch Baukostenzuschüsse zu verlangen, da er keine Lenkungswirkung der Gebühren sehe und die Abschaffung der Baukostenzuschüsse sowie der Anschlussentgelte die Prozessabläufe vereinfache.

### 2.2.3 Einfluss steuerbarer Verbrauchseinrichtungen auf die Netzplanung

Die befragten Verteilernetzbetreiber erwarten, dass sich der Anstieg von Elektromobilität, Wärmepumpen und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen größtenteils durch eine Lastzunahme in der Mittel- und Niederspannung auswirken wird. So gaben in diesem Jahr 29 der befragten Netzbetreiber an, ihre Netzkapazität aufgrund von Zubau von Ladeinfrastruktur erhöhen zu müssen. Im Vorjahr waren es noch 23 Netzbetreiber, die einen Ausbaubedarf aufgrund wachsender Ladeinfrastruktur angaben.

Für eine vorausschauende Netzplanung im Zusammenhang mit steigender Elektromobilität müssen Netzbetreiber eine Annahme zur erwarteten Elektromobilitätsdurchdringung und der daraus folgenden Lastzunahme treffen. Hierfür greifen die Netzbetreiber auf Studien und Vorgaben der Bundesregierung zurück und/oder beziehen eigene Studien mit ein. Im Rahmen des NEP 2019-2030 wird für das Jahr 2030 beispielsweise eine Durchdringung von 15 Prozent angesetzt. 66 Prozent der Netzbetreiber erwarten einen Lastzuwachs durch das steigende E-Mobilitätsaufkommen. Dieses ist jedoch aufgrund der unterschiedlichen Kundenzahl sowie der Größe der Netze sehr unterschiedlich. 38 Netzbetreiber führen Studien zur besseren Netzintegration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in ihrem Netz durch oder sind an Pilotprojekten zu diesen Themen beteiligt. Viele der Studien beziehen sich darauf, die Integration von Ladeeinrichtungen in das eigene Netz besser vorhersehen zu können. Ziel der befragten Netzbetreiber ist es, Netzausbau weitestgehend zu vermeiden. Die Studien gehen dabei entweder in die Richtung geeignete Planungsvorlagen sowie angemessene Gleichzeitigkeiten zu ermitteln oder das Netz zu digitalisieren und Ladeeinrichtungen steuerbar zu machen. Vier Verteilernetzbetreiber geben an, dass sich der Lastzuwachs durch das Ansetzen einer zukünftigen Elektromobilitätsdurchdringung nicht prognostizieren lässt, da dieser stark von der zukünftigen Möglichkeit der Steuerung von Verbrauchern abhängt.

Um dem erwarteten Leistungsanstieg gerecht zu werden, ist eine vorausschauende Netzplanung insbesondere auf der untersten Spannungsebene erforderlich. Für die Planung eines Niederspannungsnetzes ist ein Einhalten des gesetzlich vorgegebenen Spannungsbands und die richtige Bemessung der Stromtragfähigkeit von Kabeln und Leitungen essentiell. Hilfestellungen und Vorgaben werden in einigen DIN-Normen übermittelt. Üblich für die Netzplanung ist ein Vorgehen nach DIN 18015, in welcher ausführlich Planungsvorgaben für Wohngebäude beschrieben sind.

Ein Vorgehen nach DIN 18015 wird auch von 16 Netzbetreiber als bevorzugte Planungsgrundlage angegeben. Weitere 40 Verteilernetzbetreiber haben die Vorgaben der DIN 18015 für ihre spezielle Netzsituation angepasst und Planwerte der DIN in ihren eigenen Planungsgrundlagen verankert. In den meisten Fällen lässt

sich eine Aufteilung für die Lasten im Niederspannungsnetz auf Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser (Annahme pro Wohneinheit), Wohneinheiten inklusive steuerbarem Verbraucher und private, beziehungsweise öffentliche Ladeeinrichtung erkennen. Die Annahmen für die verschiedenen Lastklassen liegen größtenteils – bis auf wenige Angaben, die aus dem durchschnittlichen Bereich herausfallen – nahe beieinander. Bereits im Vorjahr wurde die planerische Leistung für Einfamilienhäuser abgefragt. Der Planungswert für Einfamilienhäuser ist von 4,1 kVA (Basisjahr 2018) auf 4,4 kVA (Basisjahr 2019) angestiegen. Da im Vorjahr 25 Verteilernetzbetreiber angaben, ihre planerischen Werte anpassen zu wollen, war eine Veränderung der Durchschnittsleistung zu erwarten. In der nachfolgenden Grafik ist die durchschnittliche planerische Leistung für die Bereiche Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus pro Wohneinheit und Wohneinheit mit steuerbarem Verbraucher abgebildet.

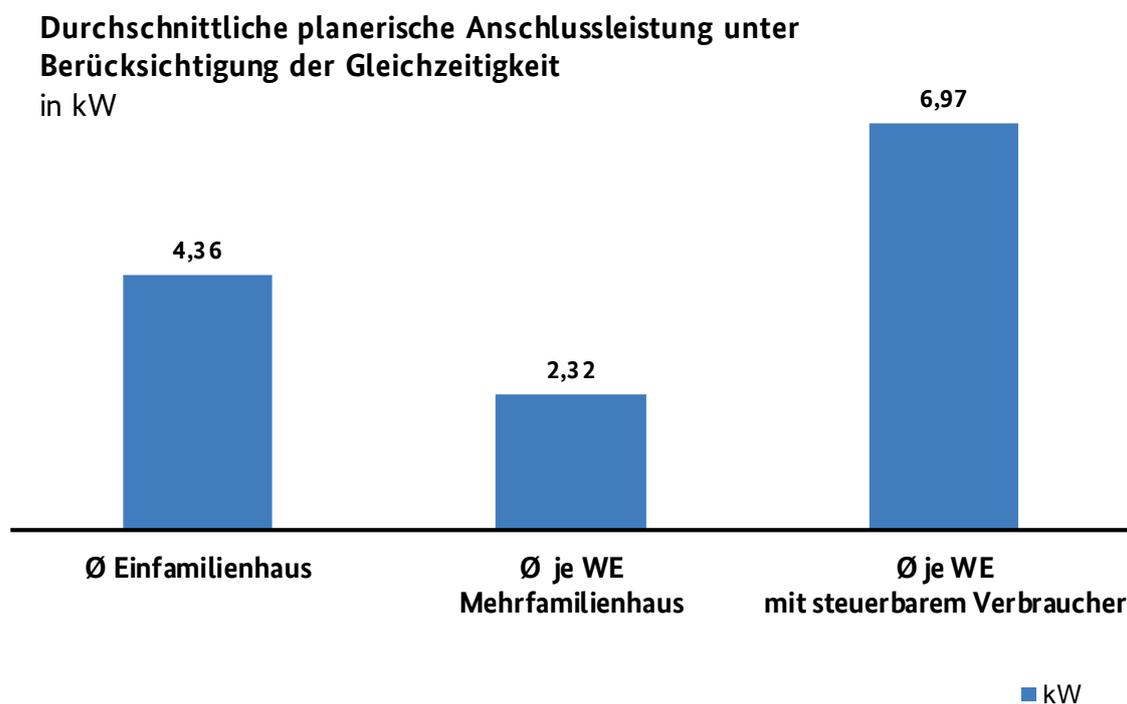


Abbildung 2-7: Durchschnittliche planerische Anschlussleistung unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit

Ein Blick auf die planerisch angenommenen Gleichzeitigkeiten zeigt damit, dass sich die durchschnittliche, angenommene Anschlussleistung für Wohneinheiten mit einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung mit 6,97 kW sehr deutlich von den Annahmen bei einem Einfamilienhaus (4,36 kW) oder einer Wohneinheit in einem Mehrfamilienhaus (2,32 kW) unterscheidet. Dies unterstreicht angesichts des erwarteten starken Zuwachses die Notwendigkeit, für das Netz effektive Steuerungsmechanismen zu etablieren, die zuverlässig eine andere Planungsgrundlage zulassen. Nur so kann der notwendige Netzausbau auf ein effizientes Maß begrenzt und der zeitnahe Anschluss von Ladeeinrichtungen gewährleistet werden.

### 2.3 Spannungshaltung mittels Blindleistung

Ein weiterer Bereich der Abfrage durch die Bundesnetzagentur bezieht sich auf den Einsatz von Blindleistung im Rahmen der Systemdienstleistung. Zu diesem Themenkomplex werden von 17 der befragten Verteilernetzbetreiber Studien alleine oder im Zusammenschluss von mehreren Verteilernetzbetreibern durchgeführt. Im überwiegenden Teil handelt es sich hierbei um Projekte, um Blindleistungspotentiale im

Netz zu bestimmen. Vier Netzbetreiber haben ihr Netzleitsystem um ein sogenanntes U-Q-Management erweitert. Durch das U-Q-Management sollen Blindleistungspotentiale erschlossen und nutzbar gemacht werden. Im Rahmen des vom BMWi geförderten SINTEG-Forschungsprojekts WindNODE wird durch das Teilprojekt "Dynamische Blindleistung 110-kV" eine automatisierte Blindleistungsbereitstellung an Pilotanlagen getestet. Weitere Pilotprojekte, die genannt werden, beziehen sich auf die Nutzung von Speichern, STATCOM (statischer synchroner Blindleistungskompensator)-Containern, den Einbezug von einzelnen Kraftwerken auf der 110-kV-Netzebene oder den Einsatz von kurativem Redispatch. Von den übrigen Netzbetreibern, die keine Durchführung von Pilotprojekten angegeben haben, nennen vier Netzbetreiber, dass sie trotzdem eine Betrachtung und Abstimmung im Bereich der Systemdienstleistung durchführen.

Die 59 Verteilernetzbetreiber wurden gemäß der Vorjahresabfrage danach gefragt, ob Grenzwertverletzungen im Blindleistungsaustausch einer Strafzahlung unterliegen bzw. eine Pönalisierung geplant sei. Bei Überschreitung der Grenzwerte planen oder verhängen – wie im bereits Vorjahr – 27 Verteilernetzbetreiber eine Pönale. Für nachgelagerte Netzbetreiber pönalisieren 24 der 59 befragten Netzbetreiber eine Grenzwertverletzung bereits oder haben vor, dies langfristig einzuführen. In der diesjährigen Abfrage konnten die befragten Netzbetreiber jedoch auswählen, ob die Pönale bereits eingeführt ist, oder ob die Einführung geplant sei. Zum vorgelagerten Netz haben 15 der genannten 27 Verteilernetzbetreibern ein Pönale bereits eingeführt. Im Blindleistungsaustausch mit dem nachgelagerten Netzbetreiber haben 14 der 24 genannten Verteilernetzbetreiber eine Strafzahlung eingeführt.

## **2.4 Versorgungswiederaufbau**

Eine weitere Systemdienstleistung ist der Versorgungswiederaufbau. Der Großteil –78 Prozent – der befragten Verteilernetzbetreiber gab an, in das Versorgungswiederaufbaukonzept des Übertragungsnetzbetreibers eingebunden zu sein. Die Einbindung erfolgt in der Regel über gemeinsame Übungen, in denen der Netzwiederaufbau in unterschiedlichen Szenarien simuliert wird. 37 der befragten Netzbetreiber gaben an, ein (zusätzliches) internes Netzwiederaufbaukonzept erstellt zu haben. Hauptsächlich wird dies mit Verbundkonzepten sowie Vereinbarungen mit dem Übertragungsnetzbetreiber begründet. Des Weiteren gaben zwei Verteilernetzbetreiber an, ein Ersatzwiederaufbaukonzept bereit zu haben. Ein Netzbetreiber gab an, für den Schwarzfall ein Aufbaukonzept für eine Versorgungsinsel entwickelt zu haben.

## **2.5 Digitalisierung im Netz**

Insbesondere, um der wachsenden dezentralen Einspeisung sowie der wachsenden Zahl an steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und den sich dadurch geänderten Prämissen des Netzbetriebes gerecht zu werden, rückt die Digitalisierung bei den Verteilernetzbetreibern weiter in den Fokus. Für den vorliegenden Berichtszeitraum wurde daher ein neuer Themenbereich mit Fragen über digitale Netzpläne und Predictive Maintenance aufgenommen.

Allen der 59 befragten Netzbetreibern liegen mindestens teilweise digitale Netzpläne (GIS) der Hoch-, Mittel- sowie Niederspannungsebene vor. Wie nachfolgender Abbildung zu entnehmen ist, werden in allen Spannungsebenen jeweils von ca. 90 Prozent der befragten Verteilernetzbetreiber die Netzpläne vollständig in digitaler Form abgebildet.

### Vollständigkeit digitaler Netzpläne (in GIS) in Prozent

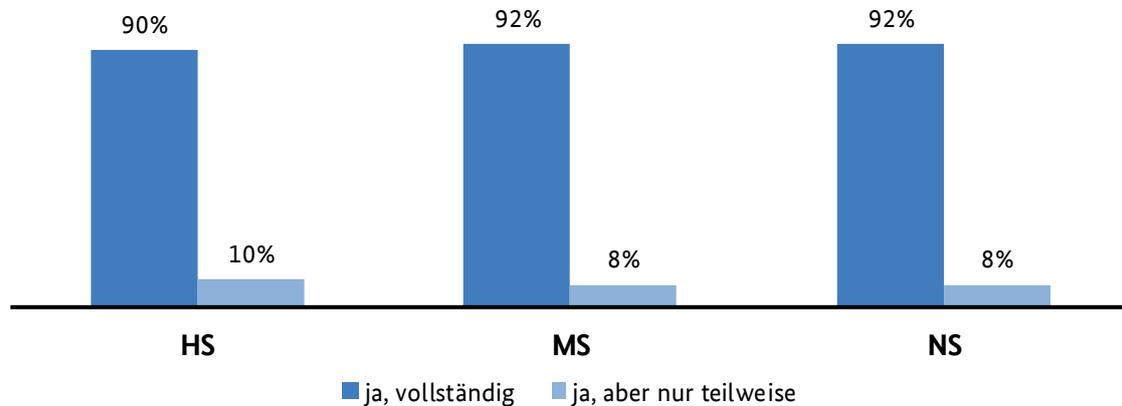


Abbildung 2-8: Vollständigkeit digitaler Netzpläne (in GIS)

Die Netzbetreiber wurden befragt, ob ihre Netze über Netzberechnungsprogramme erfasst werden. Bei 55 Verteilernetzbetreibern wird das Hochspannungsnetz ganz oder teilweise über das Netzberechnungsprogramm erfasst. Im Mittelspannungsnetz erfassen 57 und im Niederspannungsnetz 49 der Verteilernetzbetreiber ihr Netz ganz oder teilweise im Netzberechnungsprogramm.

Für die Netzplanung verwenden die Netzbetreiber unterschiedliche Datenquellen, in der Regel werden die Daten nicht nur aus einer, sondern aus mehreren Quellen bezogen. Die meisten der befragten Netzbetreiber beziehen Daten aus Zeitreihen von Messpunkten und/oder Schleppzeigern in Netzbetriebsmitteln. Es wurden jedoch zusätzlich viele weitere Datenquellen genannt. Die Verteilernetzbetreiber wurden befragt, ob sie die in nachfolgender Tabelle 2-4 ausgewiesenen Datenquellen nutzen. Darüber hinaus, haben die Netzbetreiber weitere Datenquellen benannt. Diese waren das Netzleitsystem, das Abrechnungssystem, Zeitreihen aus RLM-Zählern bei Kunden, Daten vorgelagerter Netzbetreiber, Schutzgeräte an Leistungsschaltfeldern von Umspannanlagen, Messwerte an Trafostationen, Schaltanlagen und Netzknoten sowie PQ-Geräte.

### Quellen von Messwerten aus dem Netzbetrieb

	Anzahl Nennungen
Schleppzeiger in Netzbetriebsmitteln	48
Zeitreihen aus Messpunkten in Netzbetriebsmitteln	52
Zeitreihen aus intelligenten Messsystemen	12
Einspeisezeitreihen von erneuerbaren Erzeugungsanlagen	40
Daten aus dem Engpassmanagement	13

Tabelle 2-4: Quellen von Messwerten aus dem Netzbetrieb

Im Rahmen der Abfrage wurden die Verteilernetzbetreiber danach gefragt, ob sie ergänzend zu der routinemäßigen oder zeitbasierten vorbeugenden Instandhaltung eine vorausschauende Instandhaltung mittels Predictive Maintenance durchführen. Predictive Maintenance ist eine Instandhaltungsstrategie, die auf der Auswertung und Nutzung digital erfasster, historischer Betriebsmitteldaten basiert. Hierdurch soll eine bedarfsgerechte Wartung der erfassten Betriebsmittel mit dem Ziel der Reduktion von Instandhaltungskosten sowie von Ausfallzeiten erfolgen.

### Nutzung von Predictive Maintenance für die vorausschauende Instandhaltung der Netzbetriebsmittel

Anzahl Verteilernetzbetreiber

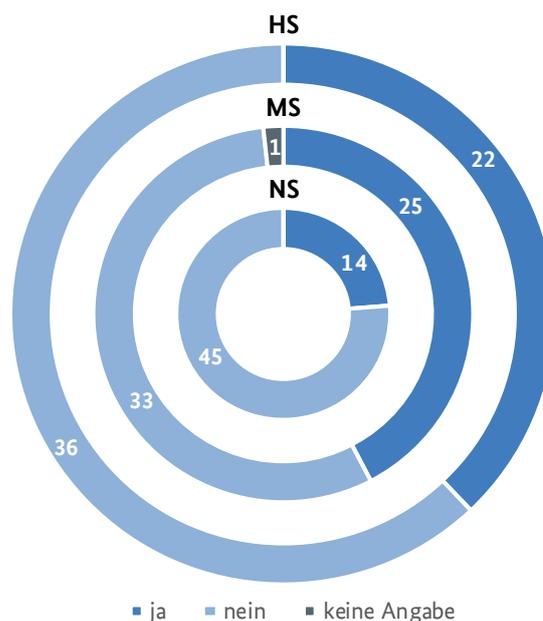


Abbildung 2-9: Nutzung von Predictive Maintenance für die vorausschauende Instandhaltung der Netzbetriebsmittel

Viele der befragten Netzbetreiber bieten ihren Netzkunden digitale Schnittstellen in Form von Onlineportalen oder Apps an. Die digitale Schnittstelle kann von den Netzkunden für Netzanschlussfragen oder Leitungsauskünfte genutzt werden. Es wurde bei der Befragung nach den vier Kundensegmenten Energieverbraucher, Einspeiser, Bauunternehmen und Installateure unterschieden. Für Energieverbraucher bieten 42 der befragten Verteilernetzbetreiber eine digitale Schnittstelle an. Für Einspeiser sind es 35, bei Bauunternehmen 47 sowie bei Installateuren 39 der befragten Netzbetreiber, die eine digitale Schnittstelle anbieten.

## 2.6 Investitionen in große Projekte

Neben dem bereits betrachteten Investitionsbedarf in die Verteilernetze wird von 36 der befragten Netzbetreiber zusätzlich in andere große Projekte investiert. Hierbei sind der Neubau und die Sanierung (19 Nennungen), Software (19 Nennungen), der 450MHz Funknetzausbau (3 Nennungen) sowie 3 sonstige Investitionen genannt worden. In das Segment Neubau und Sanierung fallen beispielsweise Investitionen in Verwaltungsgebäude, Rechenzentren, Netzleitstellen sowie Ausbildungswerkstätten. Als eine Investition in

Software geben die Verteilernetzbetreiber häufig an, die Netzleitstelle mit neuer Software auszustatten. Des Weiteren wurde die Investition in Software für den Redispatch 2.0 oder in verbesserte GIS-Systeme genannt.

### 3 Bericht zur Entwicklung von Ein- und Ausspeisung

Nach § 14 Abs. 1 b EnWG haben Betreiber von Hochspannungsnetzen ihre Planungsgrundlagen zur Entwicklung von Ein- und Ausspeisung in den nächsten zehn Jahren der Bundesnetzagentur zu übermitteln. In diesem, wie auch im letzten Berichtsjahr, wurden die Ein- und Ausspeiseentwicklungen von 59 Hochspannungsnetzbetreibern erfragt. Bei der Abfrage wurde um Angabe der maximalen Einspeise- und Ausspeiseleistungen für das Basisjahr und das Prognosejahr der jeweiligen Übergabestellen des eigenen Netzes, wie Umspannwerke, Einspeisepunkte und Netzverknüpfungspunkte gebeten. Aus Gründen der Vergleichbarkeit mit den Vorjahresberichten, wurde die Darstellung des Basisjahres und des Prognosejahres beibehalten. Wird im nachfolgenden von der Meldung für das Jahr 2020 (01.01.2020) gesprochen, betrifft dies die Netzgebietswerte zum 31.12.2019. Das Prognosejahr 2030 bezieht sich auf die Planwerte zum 01.01.2030. Insgesamt konnten 57 Datenübermittlungen in die nachfolgende Auswertung einbezogen werden.

Für 2020 wurden der Bundesnetzagentur in Summe 4.309 Übergabestellen gemeldet. Im Vergleich zur Meldung im Vorjahr (2.777 Übergabestellen) haben die befragten Netzbetreiber ihr Netzgebiet in der diesjährigen Abfrage deutlich detaillierter ausgewiesen. Daher konnten Werte für mehr Übergabestellen ausgewertet werden. Für das Prognosejahr 2030 werden an 208 Übergabestellen Ein- und Ausspeisungen prognostiziert, an denen im Basisjahr noch keine Ein- oder Ausspeisung vorlag.

Die übermittelten Ein- und Ausspeiseleistungen je Übergabestelle stellen nicht den Beitrag zur bundesweit zeitgleichen Jahreshöchstleistung dar. Die Summe der zeitungleichen, maximalen Ein- und Ausspeiseleistungen der Verteilernetzbetreiber ist dementsprechend ungleich der bundesweiten zeitgleichen maximalen Ein- und Ausspeiseleistungen, die z.B. im Netzentwicklungsplan (NEP) angegeben wird. Die bei den Hochspannungsnetzbetreibern abgefragten Werte dienen lediglich der Darstellung, wie sich auf Grundlage der Einschätzungen der Netzbetreiber die Ein- und Ausspeiseleistungen im Zeitablauf entwickelt. Die Summe der vorliegend erhobenen zeitungleichen, maximalen Einspeiseleistungen aus Erzeugungsanlagen und unterlagerten Netzebenen wird zum 01.01.2020 mit 93,4 Gigawatt angegeben. Zum 01.01.2030 steigern sich die prognostizierten zeitungleichen, maximalen Einspeiseleistungen aus Erzeugungsanlagen und unterlagerten Netzebenen auf 147,3 Gigawatt. Das sind 58 Prozent mehr Leistung, die in die Hochspannungsebene aus direkt angeschlossenen Erzeugungsanlagen eingespeist und aus nachgelagerten Netzebenen rückgespeist werden. Die Summe der zeitungleichen, maximalen Ausspeiseleistung von Letztverbrauchern und unterlagerten Netzebenen zum 01.01.2020 beträgt 75,7 Gigawatt und erhöht sich zum 01.01.2030 auf 90,8 Gigawatt. Dies sind 20 Prozent mehr im Vergleich zum Ausgangsjahr. Es zeigt sich folglich, dass die erwarteten Änderungen der Leistungen sehr viel stärker erzeugungsseitig als lastseitig getrieben sind. In der Vorjahresabfrage, für die Zeitpunkte 01.01.2018 und 01.01.2028 und 01.01.2019 und 01.01.2029, lag die prognostizierte Veränderung der summierten zeitungleichen Einspeiseleistung bei +49 Prozent bzw. +48 Prozent. Die prognostizierte Veränderung der zeitungleichen maximalen Ausspeiseleistung betrug +6 Prozent und für 2029 +12 Prozent. Die prognostizierte Veränderung der Lastseite von +12 Prozent auf +20 Prozent ( $\Delta$  8 Prozentpunkte) sowie der Einspeisung von +48 Prozent auf +58 Prozent ( $\Delta$  10 Prozentpunkte) hat sich Vergleich zum Vorjahr erheblich gesteigert.

**Zeitungleiche maximale Ein- und Ausspeiseleistung  
in Gigawatt**

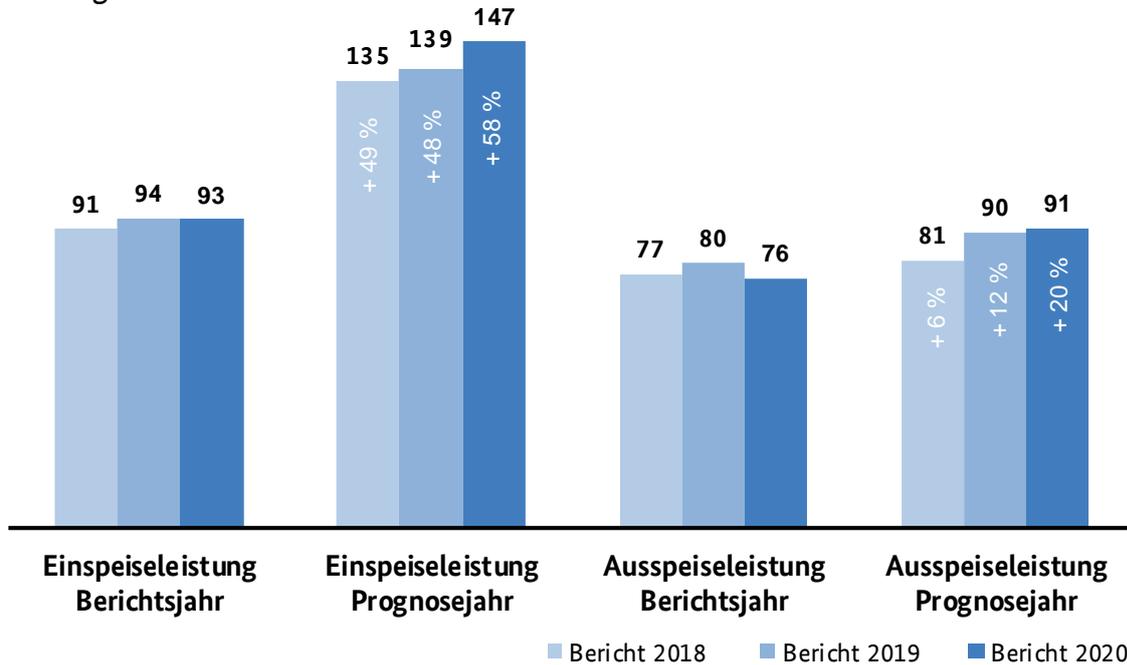


Abbildung 3-1: Zeitungleiche maximale Ein- und Ausspeiseleistung

Zusätzlich hatten die Netzbetreiber in der diesjährigen Abfrage die Möglichkeit, zu jeder Übergabestelle einen Kommentar zu der getroffenen Prognose 2030 zu formulieren. Dabei wurde von 10 Netzbetreibern ein Wachstum der Übergabestelle aufgrund von Erneuerbaren Energien angegeben. 9 Netzbetreiber konnten die prognostizierte Leistung auf den Zubau von Elektromobilität zurückführen sowie 3 Netzbetreiber auf einen Anstieg an elektrischer Wärmeversorgung. Ebenfalls wurde als Leistungsänderung von 7 Netzbetreibern ein Zubau von Gewerbe oder eine allgemeine Laständerung im Netzgebiet angegeben – häufig hat sich an dieser Stelle die Ausspeiseleistung verändert. Ebenfalls 7 Netzbetreiber gaben als Grund für eine Leistungsänderung eine Netzoptimierung beziehungsweise Umstrukturierung an.

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Netzausbau aufgrund des Zubaus erneuerbarer Energien .....	10
Abbildung 1-2: Netzausbau, um bestehenden Engpass zu beheben.....	10
Abbildung 1-3: Verteilung der gemeldeten Verzögerungsgründe .....	11
Abbildung 1-4: Entwicklung des gemeldeten Netzausbaubedarfs der Hochspannungsnetzbetreiber in Mrd. Euro .....	12
Abbildung 1-5: Entwicklung des gemeldeten 10-Jahres-Netzausbaubedarfs der Hochspannungsnetzbetreiber in Prozent.....	12
Abbildung 1-6: Netzausbau aufgrund des Zubaus erneuerbarer Energien -Nur Hochspannungsnetz.....	14
Abbildung 1-7: Netzausbau, um bestehenden Engpass zu beheben -Nur Hochspannungsnetz.....	14
Abbildung 1-8: Hochspannungsnetz in Deutschland mit Engpassdarstellung.....	15
Abbildung 2-1: Häufigkeit von Netzauslastungsprognosen .....	20
Abbildung 2-2: Datenerfassung –Bedarf an noch nicht zur Verfügung stehenden Daten.....	21
Abbildung 2-3: Technische Maßnahmen zur besseren Ausnutzung der Bestandsnetze .....	22
Abbildung 2-4:Verbrauchsbedingte Kapazitätsengpässe nach Spannungsebene .....	27
Abbildung 2-5: Verbrauchsbedingte Grenzwertverletzung nach Spannungsebene .....	27
Abbildung 2-6: Vorgabe der Steuerbarkeit in den technischen Anschlussbedingungen.....	29
Abbildung 2-7: Durchschnittliche planerische Anschlussleistung unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit.....	31
Abbildung 2-8: Vollständigkeit digitaler Netzpläne (in GIS).....	33
Abbildung 2-9: Nutzung von Predictive Maintenance für die vorausschauende Instandhaltung der Netzbetriebsmittel .....	34
Abbildung 3-1: Zeitungleiche maximale Ein- und Ausspeiseleistung.....	36

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1: Gemeldeter Netzausbaubedarf je Netzebene der befragten Verteilernetzbetreiber für die nächsten 10 Jahre nach Netzebenen .....	8
Tabelle 1-2: Clustereinteilung der erwarteten Netzausbaukosten für die nächsten 10 Jahre .....	8
Tabelle 1-3: Gemeldete 10-Jahres-Ausbauplanung der Hochspannungsnetzebene je Hochspannungsnetzbetreiber in Mio. Euro –ab einem Ausbaubedarf in Höhe von 5 Mio. Euro .....	16
Tabelle 2-1: Datenerfassung –Bis zu welcher Netzebene können Daten zentral erfasst werden .....	19
Tabelle 2-2: Einbezug von konventionellen Erzeugungsanlagen beim Engpassmanagement .....	23
Tabelle 2-3: Anzahl der Kurzzeitunterbrechungen im Vergleich zum Vorjahr .....	26
Tabelle 2-4: Quellen von Messwerten aus dem Netzbetrieb .....	33

## Abkürzungsverzeichnis

AWE	automatische Wiedereinschaltungen
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft
DA/RE	Datenaustausch/Redispatch
DIN	Deutsches Institut für Normung
EN	Europäische Norm
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb
GIS	Geoinformationssystem
GLDPM	Generation and Load Data Provision Methodology
GW	Gigawatt
HS	Hochspannung
kV	Kilovolt
kVA	Kilovoltampere
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LPWAN	Low Power Wide Area Netzwerke
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MS	Mittelspannung
MW	Megawatt
NAP	Netzausbauplan
NEP	Netzentwicklungsplan
NOVA	Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau
NS	Niederspannung

PQ-Geräte	Power Quality - Geräte
RLM	registrierte Leistungsmessung
rONT	regelbare Ortsnetztransformatoren
SINTEG	Schaufenster für intelligente Energie
STATCOM	Static Synchronous Compensator
TAR	technische Anschlussbedingungen
UW HS/MS	Umspannwerk Hochspannung auf Mittelspannung
UW MS/NS	Umspannwerk Mittelspannung auf Niederspannung
WE	Wohneinheit

## **Impressum**

### **Herausgeber**

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

### **Ansprechpartner**

Referat 620

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

620-Postfach@bnetza.de

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

Tel. +49 228 14-0

### **Bildnachweis**

Titel: Bundesnetzagentur

### **Stand**

März 2021

**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)