



Bundesnetzagentur

Bericht

zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2021



Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2021

Berichte der Verteilernetzbetreiber gem. § 14 Abs. 1a und 1b EnWG (alte Fassung)

Stand: Frühjahr 2022

**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

Zusammenfassung

Mit dem Fortschreiten der Energiewende steigt der Bedarf an Informationen über den Zustand und die Entwicklung der Verteilernetze. Mit dem Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2021 stellt die Bundesnetzagentur der Öffentlichkeit eine Zusammenfassung von Angaben, die durch Verteilernetzbetreiber gemeldet wurden, zur Verfügung. Die Datenbasis des Berichts beruht auf der Abfrage 2021 gemäß des zu diesem Zeitpunkt gültigen § 14 Abs. 1a und 1b EnWG (alte Fassung) mit Stichtag 31.12.2020. Diese richtete sich an 58 Hochspannungsbetreiber, sowie einen weiteren Verteilernetzbetreiber, der besonders von Engpassmanagementmaßnahmen betroffen ist. Konkret sind die Betreiber eines Hochspannungsnetzes mit einer Nennspannung von 110 Kilovolt nach § 14 Abs. 1b EnWG a.F. 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 a.F. auf Verlangen innerhalb von zwei Monaten einen Netzzustands- und Netzausbauplanungsbericht zu erstellen und ihn diesen vorzulegen. In Zukunft wird die Abfrage der Bundesnetzagentur auf Grund der EnWG-Novellierung im Juli 2021 gemäß der §§ 14 Abs. 2 sowie 14d EnWG (neue Fassung) erfolgen.

Die von den befragten Verteilernetzbetreibern an die Bundesnetzagentur übersendeten Berichte decken in der Hochspannungsebene ca. 99,11 Prozent der Stromkreislänge in Deutschland ab. In der Mittelspannungsebene werden durch die Abfrage 2021 ca. 73,20 Prozent und in der Niederspannungsebene ca. 67,27 Prozent der Stromkreislänge abgedeckt. Im Rahmen der Berichtserstattung 2021 konnten die Verteilernetzbetreiber erstmals eine Selbsteinschätzung abgeben, ob sie ihr Netzgebiet als überwiegend städtisch, überwiegend ländlich oder ausgewogen ansehen. Diese Kategorisierung ermöglicht eine erweiterte Sicht auf die übermittelten Informationen der Verteilernetzbetreiber und konnte in die einzelnen Bereiche des Berichts zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2021 einbezogen werden.

Zusätzlich zu der Meldung von vorgesehenen, geplanten und im Bau befindlichen Einzelmaßnahmen über einen ausführlichen Maßnahmenplan wurde eine Abfrage zum Ausbaubedarf der unteren Netzebenen eingeführt. In dieser Abfrage meldeten die Netzbetreiber für die Netzebenen Mittelspannung bis Niederspannung jeweils einen aggregierten Netzausbaubedarf für Neubau, Ersatzneubau mit Erhöhung der Übertragungskapazität sowie Verstärkungs- und Optimierungsmaßnahmen für die nächsten zehn Jahre. In der Regel wurde von den befragten Netzbetreibern hierfür auf Grundlage historischer Daten sowie neuer Herausforderungen (wie z.B. der Integration von Ladesäulen) ein durchschnittlicher Investitionsbedarf pro Jahr ermittelt und anschließend auf zehn Jahre hochgerechnet. So ist es in diesem Jahr erstmals möglich, einen besseren Eindruck über den zu erwartenden Netzausbaubedarf der unteren Netzebenen zu erlangen.

Inklusive der neu eingeführten aggregierten 10-Jahresplanung der unteren Netzebenen ergibt sich für die nächsten 10 Jahre ein Netzausbaubedarf mit Erhöhung der Übertragungskapazität von 27,61 Mrd. Euro. Dieser Ausbaubedarf teilt sich in die Meldung von 2.375 Maßnahmen mit einem Volumen von 11,77 Mrd. Euro sowie der aggregierten Meldung der unteren Netzebenen in Höhe von 15,84 Mrd. Euro auf.

Aufgrund der zum Zeitpunkt der Abfrage geltenden Rechtslage war nur die Meldung von Maßnahmen mit Erhöhung der Übertragungskapazität verpflichtend. Durch eine weitere Änderung innerhalb der Abfrage konnten freiwillig gemeldete Maßnahmen, die nicht zu einer Erhöhung der Übertragungsnetzkapazität führten aus der Meldung der Abfrage – und soweit möglich aus der Datenbasis der Vorjahre – separiert

werden. Hierzu zählen reine Ersatzmaßnahmen sowie Rückbau und Altlastentsorgung. Der für diesen Bericht gemeldete 10-Jahres-Netzausbaubedarf kann daher aufgrund der zwei Änderungen innerhalb der Abfragesystematik nicht ohne weiteres mit den Meldungen der vergangenen Jahre verglichen werden. Es ist tendenziell weiterhin ein steigender Ausbaubedarf im Verteilernetz zu erkennen.

Die in diesem Bericht 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 2021 haben 171 Unternehmen einen Antrag auf Genehmigung eines Kapitalkostenaufschlags für das Jahr 2021 eingereicht. Die Zahlen zum Kapitalkostenaufschlag gehen somit über die für diesen Bericht nach § 14 Abs. 1a und 1b EnWG a.F. 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 2020 ist gestiegen. Im Jahr 2017 betragen die tatsächlich getätigten Investitionen rund 2,6 Mrd. Euro. Im Jahr 2020 waren es 3,7 Mrd. Euro. Auch ein Ausblick auf die geltend gemachten Kosten für die Jahre 2021 (4,1 Mrd. Euro Plan-Kosten) sowie 2022 (4,2 Mrd. Euro Plan-Kosten) lässt erwarten, dass die Netzbetreiber weiterhin investieren werden.

Die Treiber des Netzausbaus fallen regional unterschiedlich aus. Für die ländlichen Regionen im Norden und Osten Deutschlands lässt sich feststellen, dass der Ausbau Erneuerbarer Energien in Kombination mit einer vergleichsweise geringen Last zu Einspeiseüberhängen führt, die durch das Verteilernetz aufgenommen und über das Übertragungsnetz abtransportiert werden müssen. Ein anderes Bild bietet sich im restlichen Deutschland, insbesondere im industriestarken Westen. Hier lässt sich tendenziell feststellen, dass der Netzausbau lastgetrieben ausfallen wird, um den Strom zu den Verbrauchern zu transportieren. In der Tendenz gilt diese Aussage auch für städtisch geprägte Verteilernetze unabhängig von ihrer geographischen Lage.

Hinsichtlich der Entwicklung des erzeugungsgetriebenen Netzausbaus steht der Zubau Erneuerbarer Energien im Fokus. Bis 2031 erwarten die Verteilernetzbetreiber nahezu eine Verdopplung der Leistung der angeschlossenen EE-Anlagen in der Hochspannungsebene. Für die Mittelspannung wird ein Zuwachs um ca. ein Drittel erwartet. Dabei zeigen sich die Verteilernetzbetreiber gut vorbereitet, um zukünftig die mit der Novelle im Sommer 2021 verankerte und auf Szenarien basierende Netzplanung umzusetzen. Bei den ländlich geprägten Verteilernetzbetreibern, bei denen die EE-Integration eine besondere Herausforderung darstellt, erfolgte eine auf EE-Ausbauszenarien basierende Planung zum Zeitpunkt der Abfrage bereits bei ca. drei Viertel der Verteilernetzbetreiber. Neben der derzeit nur in geringem Maße genutzten Möglichkeit zum Einsatz von Spitzenkappung in der Netzplanung, steht den Netzbetreibern mit dem Redispatch 2.0 ein wirksames Instrument bei erzeugungsbedingten Engpässen im Netzbetrieb zur Verfügung.

Auf der Lastseite liegt ein besonderes Augenmerk auf der Frage, wie sich eine fortschreitende E-Mobilitätsdurchdringung auf die Verteilernetze auswirkt. Zum Zeitpunkt der Abfrage kamen

verbrauchsbedingte Kapazitätsengpässe und Grenzwertverletzungen nur sehr selten vor. Die Verteilernetzbetreiber erwarten jedoch innerhalb der nächsten fünf Jahre eine steigende oder sogar stark steigende Last durch E-Mobilität und Wärmepumpen, sowie teilweise auch durch neue Speicher. Daher erwarten die Verteilernetzbetreiber eine steigende Anzahl von Engpässen und Grenzwertverletzungen, insbesondere in den Netzebenen der Mittel- bis Niederspannung. In der Mittelspannungsebene soll dieser Entwicklung hauptsächlich mit Netzausbau, in der Niederspannungsebene mit Optimierung und Verstärkung bestehender Infrastruktur sowie im Fall von Engpässen mit Anwendung des § 14a EnWG begegnet werden.

Ein Blick auf die planerisch angenommenen Gleichzeitigkeiten zeigt, dass sich die durchschnittliche, angenommene Anschlussleistung für Einfamilienhäuser mit einer Ladeeinrichtung und/oder Wärmepumpe sehr deutlich von den Annahmen bei einem Einfamilienhaus ohne Ladeeinrichtung und ohne Wärmepumpe unterscheidet. Dies unterstreicht angesichts des erwarteten starken Zuwachses von E-Mobilität die Notwendigkeit, effiziente Steuerungsmechanismen für das Netz zu etablieren, die eine zuverlässige Planungsgrundlage zulassen. Nur so kann der notwendige Netzausbau kurzfristig 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 ausgewerteten Antworten zeigen, dass alle befragten Verteilernetzbetreiber Schaltzustände der Hochspannungsebene und Umspannebene zur Mittelspannung zentral erfassen. Auch in der Mittelspannung und Umspannebene zur Niederspannung können dies alle Netzbetreiber mindestens für einen Teil ihrer Betriebsmittel. Sogar in der Niederspannung hat der sich der Anteil deutlich erhöht und liegt nun bei 31 Prozent. 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 mindestens teilweise zentral steuern zu können, so sind es in der aktuellen Befragung 95 Prozent der Netzbetreiber. Die Anzahl der Netzbetreiber, die in der Niederspannung zentral steuern können, ist dagegen gleichbleibend gering geblieben.

Im Bereich der digitalen Netzplanung zeigt sich, dass in allen Spannungsebenen bei ca. 91 Prozent der befragten Verteilernetzbetreiber die Netzpläne 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 Schleppeigern in Netzbetriebsmitteln. Zeitreihen aus intelligenten Messsystemen spielen in der Netzausbauplanung derzeit noch keine große Rolle. Die automatisierte Netzplanung mittels Software ist in allen Spannungsebenen nicht sehr weit verbreitet und wird nur von einer einstelligen Anzahl an Verteilernetzbetreibern eingesetzt. Weitere Verteilernetzbetreiber geben jedoch an, dies aufzubauen bzw. den Aufbau zu planen.

Viele der befragten Netzbetreiber bieten ihren Netzkunden 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 70 Prozent der Netzbetreiber für Kunden digitale Schnittstellen bereitgestellt, insbesondere für den Kontakt mit Verbrauchern und Bauunternehmen ist der digitale Austausch über Schnittstellen bereits mit jeweils über 80 Prozent relativ weitreichend möglich.

Insgesamt zeigen die Berichte auf Grundlage von § 14 Abs. 1a und 1b EnWG a.F., 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 der Netze in der Niederspannung sicherlich noch weiter ausgebaut werden kann und wird.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	3
Inhaltsverzeichnis.....	7
1 Bericht zum erwarteten Ausbau des Verteilernetzes	9
1.1 Netzoptimierung, Verstärkung und Ausbau des Verteilernetzes	9
1.2 Fokus Hochspannungsnetzausbau	15
2 Bericht zum Netzbetrieb.....	22
2.1 Allgemeine Fragestellungen.....	22
2.2 Ausnutzung der Bestandsnetze	23
2.3 Systemdienstleistungen im Verteilernetz	36
2.4 Planungsgrundsätze für den Netzanschluss	36
2.5 Versorgungswiederaufbau.....	39
2.6 Digitalisierung im Verteilernetz.....	40
2.6.1 Digitale Netzplanung	40
2.6.2 Einsatz von Künstlicher Intelligenz im Verteilernetz	42
2.7 Sonstige Investitionen in das Verteilernetz	42
3 Bericht zur Entwicklung der Auslastung des Verteilernetzes.....	43
3.1 Verbrauchsbedingte Kapazitätsengpässe sowie Grenzwertverletzungen.....	43
3.2 Erwartete Entwicklung bezüglich der Integration von Ladeinfrastruktur.....	44
3.3 EE-Anlagen im Verteilernetz.....	46
3.4 Entwicklung von Ein- und Ausspeisung	46
Abbildungsverzeichnis	51
Tabellenverzeichnis	52
Glossar	53
Abkürzungsverzeichnis	56
Impressum.....	59

1 Bericht zum erwarteten Ausbau des Verteilernetzes

Um den künftigen Netzausbaubedarf der Verteilernetzbetreiber einschätzen zu können, führt die Bundesnetzagentur gemäß § 14 Abs. 1a und 1b EnWG a.F. jährlich eine Abfrage über den Netzzustand und den geplanten Netzausbau für die nächsten 10 Jahre durch.¹ Die Abfrage 2021 nach § 14 Abs. 1a und 1b EnWG a.F. wurde an 58 Hochspannungsnetzbetreiber (110 kV) gerichtet. Zudem wurde – wie bereits im Vorjahr – die Abfrage nach § 14 Abs. 1a EnWG a.F. an einen weiteren Verteilernetzbetreiber gerichtet, der besonders von Einspeisemanagementmaßnahmen betroffen ist. Der von den Verteilernetzbetreibern erwartete Netzausbau bezieht sich auf den Stand zum 31.12.2020. Die erhaltenen Berichte decken in der Hochspannungsebene ca. 99,11 Prozent der Stromkreislänge in Deutschland ab. In der Mittelspannungsebene werden ca. 73,20 Prozent und in der Niederspannungsebene ca. 67,27 Prozent der Stromkreislänge abgedeckt.

Der Planungszeithorizont nimmt von der Hochspannung bis hin zur Niederspannung ab. Aus diesem Grund wird für die unteren Netzebenen in der Regel kein langfristiger Netzausbauplan erstellt. Notwendige Netzausbaumaßnahmen werden auf diesen Netzebenen kurzfristig umgesetzt. In der Abfrage 2021 konnten die befragten Verteilernetzbetreiber daher erstmalig eine aggregierte 10-Jahresplanung für die Netzebenen Mittelspannung, Umspannung Mittelspannung auf Niederspannung sowie Niederspannung angeben. In der Regel wurde von den befragten Netzbetreibern auf Grundlage historischer Daten sowie neuer Herausforderungen (wie z.B. der Integration von Ladesäulen) ein durchschnittlicher Investitionsbedarf pro Jahr ermittelt und anschließend auf 10 Jahre hochgerechnet. Durch diese Neuerung ist es möglich, eine bessere Einschätzung des Investitionsbedarfs der unteren Netzebenen in den nächsten 10 Jahren zu erhalten. Gleichzeitig führt die veränderte Abfrage jedoch dazu, dass die Vorjahreswerte nur eingeschränkt mit den Werten der Abfrage 2021 verglichen werden können.

Des Weiteren konnten die Verteilernetzbetreiber im Rahmen der Berichtserstattung 2021 erstmals eine Selbsteinschätzung abgeben, ob sie ihr Netzgebiet als überwiegend städtisch, überwiegend ländlich oder ausgewogen ansehen. Diese Kategorisierung ermöglicht eine geänderte Sicht auf die übermittelten Berichte der Verteilernetzbetreiber. Das Netzgebiet der DB Energie wird zu den ausgewogenen Netzgebieten gezählt, da es sich über die gesamte Bundesrepublik erstreckt. Insgesamt lässt sich die Abfrage 2021 auf 26 überwiegend städtische, 17 überwiegend ländliche sowie 16 ausgeglichene Netzgebiete aufteilen.

1.1 Netzoptimierung, Verstärkung und Ausbau des Verteilernetzes

Die der Abfrage 2021 – und vorheriger Abfragen – zugrundeliegende Rechtslage des § 14 Abs. 1a und 1b EnWG a.F. umfasst eine Berichterstattungspflicht über konkrete Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes. In den nachfolgenden Zahlen sind ausschließlich Maßnahmen enthalten, 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 dagegen nicht berücksichtigt.

¹ Zukünftig wird die Abfrage auf Grund der EnWG Novellierung im Juli 2021 gemäß der §§ 14 Abs. 2 sowie 14d EnWG (neue Fassung) erfolgen.

Insgesamt wurden von den befragten Verteilernetzbetreibern für alle Netzebenen 2.375 vorgesehene, geplante sowie sich bereits im Bau befindliche Maßnahmen gemeldet. Diese können zu ca. 27,6 Prozent dem Netzneubau, zu ca. 40,5 Prozent dem Ersatzneubau mit Erhöhung der Übertragungskapazität sowie zu ca. 31,8 Prozent der Netzoptimierung und Netzverstärkung zugeordnet werden. Von den 2.375 gemeldeten Maßnahmen befinden sich 30 Prozent bereits im Bau und weitere 28 Prozent in der konkreten Planung; 42 Prozent der Maßnahmen sind unter dem Projektstatus „vorgesehen“ gemeldet. Die daraus resultierenden Netzausbaukosten belaufen sich auf 11,77 Mrd. Euro. Die zusätzlich von den Verteilernetzbetreibern gemeldete aggregierte 10-Jahresplanung der unteren Netzebenen ergibt einen über die Einzelmaßnahmen hinausgehenden Netzausbaubedarf in Höhe von 15,84 Mrd. Euro. Insgesamt ist in den nächsten 10 Jahren demnach mit Kosten in Höhe von 27,61 Mrd. Euro für den Ausbau, Optimierung und Verstärkung bei den befragten Verteilernetzbetreibern zu rechnen.

Die aus den Maßnahmen resultierenden Netzausbaukilometer wurden ebenfalls bei den Verteilernetzbetreibern abgefragt. Die Angaben hierzu wurden jedoch in einem Maße unvollständig gemeldet, dass daraus abgeleitete Kennzahlen keinen repräsentativen Schluss auf den tatsächlichen Netzausbau zulassen. Von einer Veröffentlichung wird daher in diesem Berichtsjahr abgesehen. Die Bundesnetzagentur wird darauf hinwirken, dass die Datenqualität der Abfrage gesteigert wird, so dass zukünftig eine Veröffentlichung des Netzausbaus in Kilometern erfolgt.

Verteilernetzausbau mit Erhöhung der Übertragungskapazität in Mrd. Euro

Neubau, Ersatz mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Verstärkung und Optimierung

	Maßnahmenanzahl	Mrd. Euro
gemeldete Netzausbaumaßnahmen bis 2031	2375	11,77 Mrd. Euro
aggregierte 10-Jahresplanung unterer Netzebenen	---	15,84 Mrd. Euro
Gesamt:		27,61 Mrd. Euro

Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 1-1: Erwarteter Verteilernetzausbau mit Erhöhung der Übertragungskapazität

Ein direkter Vergleich mit den erwarteten Netzausbaukosten der Vorjahrsberichte ist im Wesentlichen aus zwei Gründen nicht möglich. Zum einen waren in den Netzausbauzahlen der vergangenen Abfragen nicht identifizierte Maßnahmen ohne Erhöhung der Übertragungskapazität enthalten. Deren Anteil an den im Vorjahresbericht 2020 ausgewiesenen Netzausbaukosten in Höhe von 16,1 Mrd. Euro wird auf 2,5 bis 3 Mrd. Euro geschätzt. Für die Hochspannungsebene konnten die gemeldeten Daten annähernd bereinigt werden, so dass ein Verlauf des 10 Jahres-Hochspannungsnetzausbaus in Kapitel 1.2 dargestellt werden kann.

Darüber hinaus sind zum anderen viele Maßnahmen der Netzebenen Mittel- bis Niederspannung, die in den Vorjahren im Maßnahmenplan gemeldet wurden, von den befragten Verteilernetzbetreibern in den neu eingeführten Abfragebereich zur aggregierten 10-Jahresplanung der unteren Netzebenen überführt worden und nicht in den rund 11,77 Mrd. Euro der 2375 Einzelmaßnahmen enthalten. Dies betrifft schätzungsweise

ein Drittel bis die Hälfte des im Vorjahresbericht 2020 gemeldeten Netzausbaubedarfs der Netzebenen Mittel- bis Niederspannung von 5,6 Mrd. Euro.

In den vergangenen Berichten wurde darauf hingewiesen, dass die dargestellten Zahlen der unteren Netzebenen aufgrund des kurzfristigen Planungszeithorizonts nicht den tatsächlich zu erwartenden Verteilernetzausbau widerspiegeln. Wurde in der Abfrage 2020 für die unteren Netzebenen lediglich ein erwarteter Netzausbaubedarf in Höhe von 5,65 Mrd. Euro² gemeldet, deckt die Abfrage 2021 einen Ausbaubedarf der unteren Netzebenen in Höhe von 18,52 Mrd. Euro für die nächsten zehn Jahre auf. Von den 18,52 Mrd. Euro sind 15,84 Mrd. Euro über den neu eingeführten Abfragebereich zur aggregierten 10-Jahresplanung gemeldet worden. Zusätzlich sind für die unteren Verteilernetzebenen 2,68 Mrd. Euro über Einzelmaßnahmen innerhalb des Maßnahmenplans gemeldet worden. Diese Zahlen bedeuten jedoch keinen sprunghaften Anstieg der prognostizierten Ausbaukosten, sondern bestätigen die Aussage, dass der tatsächliche Ausbaubedarf der unteren Verteilernetzebenen in den vergangenen Jahren bereits viel höher lag und durch die vorangegangenen Abfragen unvollständig erfasst wurde.

Verteilernetzausbau mit Erhöhung der Übertragungskapazität

in Mrd. Euro

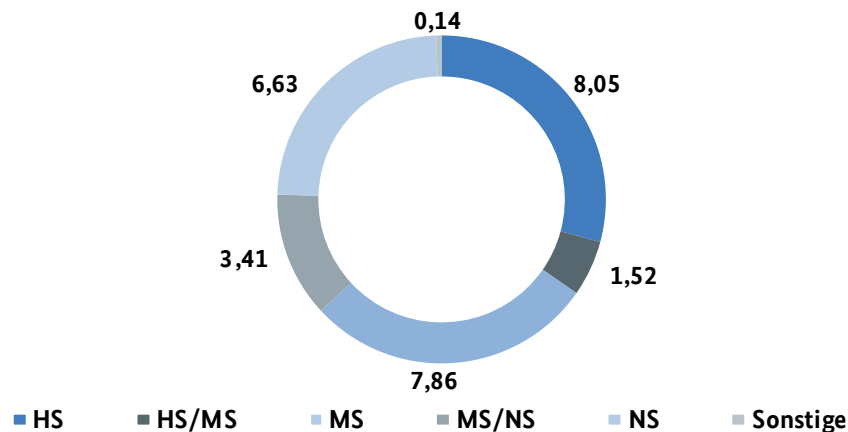


Abbildung 1-1: Erwarteter Verteilernetzausbaubedarf je Netzebene

² Zahl gemäß Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2020. Enthält nicht aufgedeckten Netzausbau ohne Erhöhung der Übertragungskapazität.

Verteilernetzausbau mit Erhöhung der Übertragungskapazität in Mrd. Euro

Neubau, Ersatz mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Verstärkung und Optimierung

	Gesamt erwarteter Verteilernetzausbau bis 2031	davon durch Maßnahmenplan gemeldet	davon durch aggregierte 10-Jahresplanung der unteren Netzebenen gemeldet
HS	8,05 Mrd. Euro	8,05 Mrd. Euro	--
HS/MS	1,52 Mrd. Euro	1,52 Mrd. Euro	--
MS	7,86 Mrd. Euro	1,71 Mrd. Euro	6,14 Mrd. Euro
MS/NS	3,41 Mrd. Euro	0,07 Mrd. Euro	3,33 Mrd. Euro
NS	6,63 Mrd. Euro	0,27 Mrd. Euro	6,36 Mrd. Euro
Sonstige	0,14 Mrd. Euro	0,14 Mrd. Euro	--
Gesamt:	27,61 Mrd. Euro	11,77 Mrd. Euro	15,84 Mrd. Euro

Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 1-2: Erwarteter Verteilernetzausbaubedarf nach Netzebene und Meldungsart

Die vorstehende Tabelle 1-2 zeigt die Verteilung des gemeldeten Netzausbaubedarfs, aufgeteilt nach Netzebene und nach Art der Meldung. Von den 11,77 Mrd. Euro durch den Maßnahmenplan gemeldeten Verteilernetzausbau entfallen 8,05 Mrd. Euro alleine auf die Hochspannungsebene. Das Hochspannungsnetz macht demnach weiterhin den wesentlichen Teil des durch den Maßnahmenplan gemeldeten Ausbaubedarfs aus. Daher werden im Kapitel 1.2 „

Die 59 Verteilernetzbetreiber konnten innerhalb ihres gemeldeten Maßnahmenplans angeben, ob sich ein Vorhaben verzögert. Bei einer festgestellten Verzögerung standen sechs Verzögerungsgründe zur Verfügung: a) Akzeptanz, b) Genehmigungsprozess, c) Übertragungsnetzbetreiber, d) Interne Gründe, e) Verzögerter Baubeginn (Lieferengpässe, Insolvenzen etc.) sowie f) Sonstige Gründe. Im Rahmen der Meldung wurden bei 26 Maßnahmen jeweils mehrere Gründe zugeordnet. Von den insgesamt über alle Netzebenen hinweg gemeldeten 2.375 Netzausbaumaßnahmen mit Erhöhung der Übertragungsnetzkapazität wurden 587 Maßnahmen als verzögert gemeldet. Mit Abstand am häufigsten wurde ein sonstiger Grund genannt. Unter sonstigen Gründen werden von den Verteilernetzbetreibern unter anderem Verzögerungen genannt, die im Zusammenhang mit Dritten stehen, wie beispielsweise eine Verzögerung bei der städtischen Erschließung, bei anderen Netzbetreibern die an dem Projekt beteiligt sind oder bei dem anzuschließenden Kunden selber. Aber auch witterungsbedingte Verzögerungen, die pandemische Lage oder die Abhängigkeit von anderen Maßnahmen wurden genannt. Eine Verzögerung aufgrund des Genehmigungsprozesses wurde 145-mal genannt und ist demnach ebenso ein häufiger Grund für Verzögerungen. Am dritthäufigsten – mit 104 Nennungen – wurden interne Gründe angegeben. Hierunter fallen beispielsweise interne Prioritätsänderungen oder Personalausfälle. In der Netzebene Hochspannung wurden 31 Prozent der gemeldeten Maßnahmen als verzögert gemeldet, in der Mittelspannung 17 Prozent und in der Niederspannung 19 Prozent der gemeldeten Maßnahmen.

Verzögert gemeldete Maßnahmen je Netzebene

Anzahl Maßnahmen

	gemeldete Maßnahmen	davon als verzögert gemeldet
HS	1081	337
HS/MS	360	92
MS	618	103
MS/NS	34	1
NS	276	53
Sonstige	6	1

Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 1-4: Verzögert gemeldete Maßnahmen je Netzebene

Gemeldete Verzögerungsgründe

Anzahl, Mehrfachnennung möglich

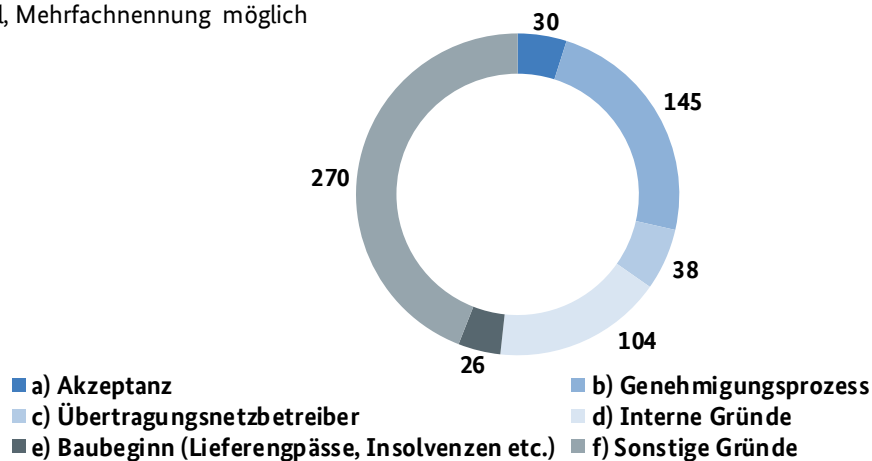


Abbildung 1-2: Gemeldete Verzögerungsgründe

Fokus Hochspannungsnetzausbau“ die gewonnenen Erkenntnisse über den Hochspannungsnetzausbaubedarf detaillierter aufbereitet. In den 6,14 Mrd. Euro Mittelspannung ist jedoch auch Ausbau der darunterliegenden Netzebenen eines Verteilernetzbetreibers enthalten, dem nach eigener Auskunft eine genaue Aufteilung nach Netzebenen nicht möglich gewesen sei. In der Tabelle unter „Sonstige“ aufgeführter Netzausbaubedarf enthält Netzausbaumaßnahmen, denen keine Netzebene zugeordnet werden kann oder das Gesamtnetz betreffen.

In der Tabelle 1-3 ist eine Clusterung der Verteilernetzbetreiber nach erwarteten Netzausbaukosten dargestellt. Der gemeldete aggregierte 10-Jahresbedarf der unteren Netzebenen ist in der Clustereinteilung berücksichtigt worden. Wie dieser Tabelle zu entnehmen ist, verteilen sich die von den Verteilernetzbetreibern erwarteten Netzausbaukosten für die nächsten zehn Jahre nicht nur unterschiedlich über die Netzebenen, sondern sind unter den Verteilernetzbetreibern auch sehr unterschiedlich ausgeprägt. Die durchschnittlichen erwarteten Netzausbaukosten liegen bei 0,47 Mrd. Euro. Der höchste von einem

Verteilernetzbetreiber erwartete Netzausbaubedarf (alle Spannungsebenen) beträgt 2,75 Mrd. Euro. 65 Prozent der erwarteten Netzausbaukosten verteilen sich auf zehn Verteilernetzbetreiber, die jeweils mehr als eine Mrd. Euro Ausbaubedarf für ihr Gesamtnetz erwarten. Diese zehn Verteilernetzbetreiber sind zum Stichtag 31.12.2020:³ Avacon Netz GmbH, Bayernwerk Netz GmbH, DB Energie GmbH, E.DIS Netz GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Netze BW GmbH, Rheinische NETZGesellschaft mbH, Stromnetz Berlin GmbH, Stromnetz Hamburg GmbH, Westnetz GmbH.

Verteilernetzausbau mit Erhöhung der Übertragungskapazität in Mrd. Euro

Neubau, Ersatz mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Verstärkung und Optimierung

	Anzahl VNB	Insgesamt in Mio. €
Alle befragten VNB	59	27,61 Mrd. Euro
VNB > 1 Mrd. €	10	18,05 Mrd. Euro
1 Mrd. € > VNB > 100 Mio. €	26	8,32 Mrd. Euro
100 Mio. € > VNB > 50 Mio. €	13	0,97 Mrd. Euro
50 Mio. € > VNB	10	0,28 Mrd. Euro

Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 1-3: Clustereinteilung der erwarteten Netzausbaukosten für die nächsten zehn Jahre

Die 59 Verteilernetzbetreiber konnten innerhalb ihres gemeldeten Maßnahmenplans angeben, ob sich ein Vorhaben verzögert. Bei einer festgestellten Verzögerung standen sechs Verzögerungsgründe zur Verfügung: a) Akzeptanz, b) Genehmigungsprozess, c) Übertragungsnetzbetreiber, d) Interne Gründe, e) Verzögerter Baubeginn (Lieferengpässe, Insolvenzen etc.) sowie f) Sonstige Gründe. Im Rahmen der Meldung wurden bei 26 Maßnahmen jeweils mehrere Gründe zugeordnet. Von den insgesamt über alle Netzebenen hinweg gemeldeten 2.375 Netzausbaumaßnahmen mit Erhöhung der Übertragungskapazität wurden 587 Maßnahmen als verzögert gemeldet. Mit Abstand am häufigsten wurde ein sonstiger Grund genannt. Unter sonstigen Gründen werden von den Verteilernetzbetreibern unter anderem Verzögerungen genannt, die im Zusammenhang mit Dritten stehen, wie beispielsweise eine Verzögerung bei der städtischen Erschließung, bei anderen Netzbetreibern die an dem Projekt beteiligt sind oder bei dem anzuschließenden Kunden selber. Aber auch witterungsbedingte Verzögerungen, die pandemische Lage oder die Abhängigkeit von anderen Maßnahmen wurden genannt. Eine Verzögerung aufgrund des Genehmigungsprozesses wurde 145-mal genannt und ist demnach ebenso ein häufiger Grund für Verzögerungen. Am dritthäufigsten – mit 104 Nennungen – wurden interne Gründe angegeben. Hierunter fallen beispielsweise interne Prioritätsänderungen oder Personalausfälle. In der Netzebene Hochspannung wurden 31 Prozent der gemeldeten Maßnahmen als verzögert gemeldet, in der Mittelspannung 17 Prozent und in der Niederspannung 19 Prozent der gemeldeten Maßnahmen.

³ Aufzählung in alphabetischer Reihenfolge.

Verzögert gemeldete Maßnahmen je Netzebene

Anzahl Maßnahmen

	gemeldete Maßnahmen	davon als verzögert gemeldet
HS	1081	337
HS/MS	360	92
MS	618	103
MS/NS	34	1
NS	276	53
Sonstige	6	1

Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 1-4: Verzögert gemeldete Maßnahmen je Netzebene

Gemeldete Verzögerungsgründe

Anzahl, Mehrfachnennung möglich

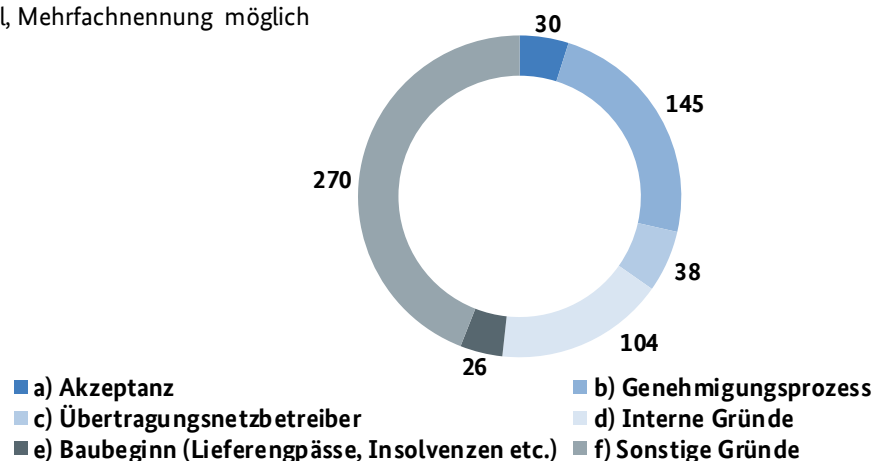


Abbildung 1-2: Gemeldete Verzögerungsgründe

1.2 Fokus Hochspannungsnetzausbau

In der Abfrage 2021 für das Berichtsjahr 2020 wurden von den befragten 58 Verteilernetzbetreibern insgesamt 1.081 Maßnahmen für das Hochspannungsnetz gemeldet, die sich im Bau befinden, vorgesehen oder bereits konkret geplant sind und die Netzkapazität erhöhen. Darunter sind 283 neue Hochspannungsmaßnahmen. Insgesamt ergibt sich für die Hochspannungsebene ein erwarteter Netzausbaubedarf in Höhe von 8,05 Mrd. Euro.

Eine Einschätzung der Entwicklung des Netzausbaubedarfs ist – anders als für das Gesamtnetz – auf der Hochspannungsebene annähernd möglich. Soweit möglich wurde hierfür der in den Vorjahren 2018 bis 2020 gemeldete Ausbaubedarf im Hochspannungsnetz um solche Ausbaumaßnahmen bereinigt, die gemäß der Meldung in 2021 keine Erhöhung der Übertragungskapazität zur Folge hatten.

Wie in der nachfolgenden Abbildung ersichtlich, steigt der Bedarf des 10-Jahres Netzausbaus auf Hochspannungsebene kontinuierlich an. Im Vergleich zum Vorjahr erhöhte sich der zum 31.12.2020 erwartete 10-Jahres Netzausbaubedarf um ca. 1,17 Mrd. Euro (17 Prozent) auf 8,05 Mrd. Euro.

Hochspannungsnetzausbau mit Erhöhung der Netzkapazität in Mrd. Euro

Neubau, Ersatz mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Verstärkung und Optimierung

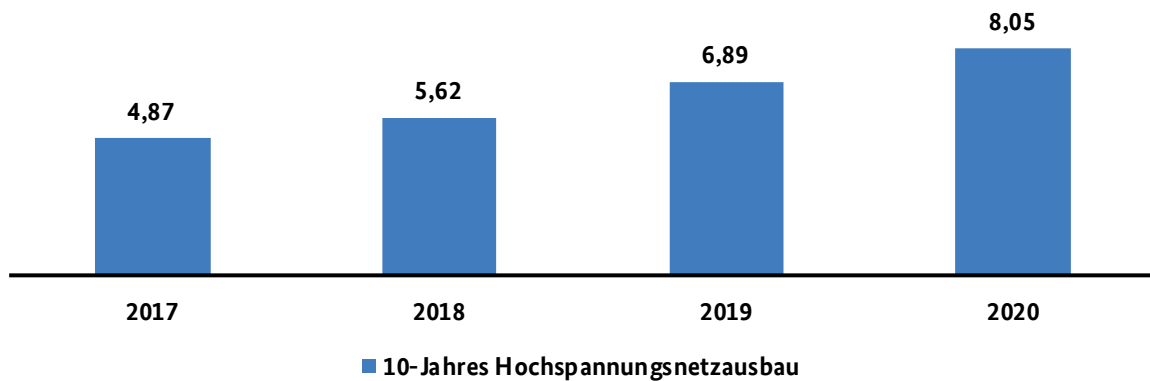


Abbildung 1-3: Hochspannungsnetzausbau im Zeitverlauf

Die Verteilernetzbetreiber geben innerhalb ihres Maßnahmenplans Informationen bezüglich einzelner Maßnahmen an. Neben Informationen wie erwartete Kosten, voraussichtlicher Baubeginn, bzw. voraussichtliche Fertigstellung und betroffene Netzebene können unter anderem Angaben zur netztechnischen Begründung des Ausbaubedarfs gemacht werden. Unter Letzteres fällt die Angabe, ob die gemeldete Netzausbaumaßnahme auf Grund von zunehmendem Anschluss Erneuerbarer Energien und/oder aufgrund eines bestehenden Netzengpasses begründet ist. Von den 1.081 gemeldeten Hochspannungsnetzmaßnahmen stehen etwas über 50 Prozent ganz oder teilweise im Zusammenhang mit dem Zubau Erneuerbarer Energien.

Die Angaben zu der Frage, ob durch die gemeldete Maßnahme ein bestehender Netzengpass behoben werden soll, ergeben ein ähnliches Verhältnis zwischen den 283 neu in 2021 gemeldeten und den 798 bereits in Vorjahren gemeldeten Maßnahmen. Bei neuen und alten Maßnahmen wird für etwas über einem Viertel der Maßnahmen ein Zusammenhang mit einem Engpass angegeben.

In der folgenden Abbildung ist das Hochspannungsnetz der befragten Verteilernetzbetreiber dargestellt. Zusätzlich sind die Leitungsabschnitte rot eingefärbt. Es ist zu erkennen, dass - wie bereits im Vorjahr - der überwiegende Teil der Engpässe im Norden und Osten Deutschlands zu finden ist. Dort findet ein großer Zubau an Windenergieanlagen statt. Von Engpässen betroffen sind zudem die Gebiete, über die der Strom vom Nordosten abtransportiert wird.

110kV Hochspannungsleitungen und Engpassregionen

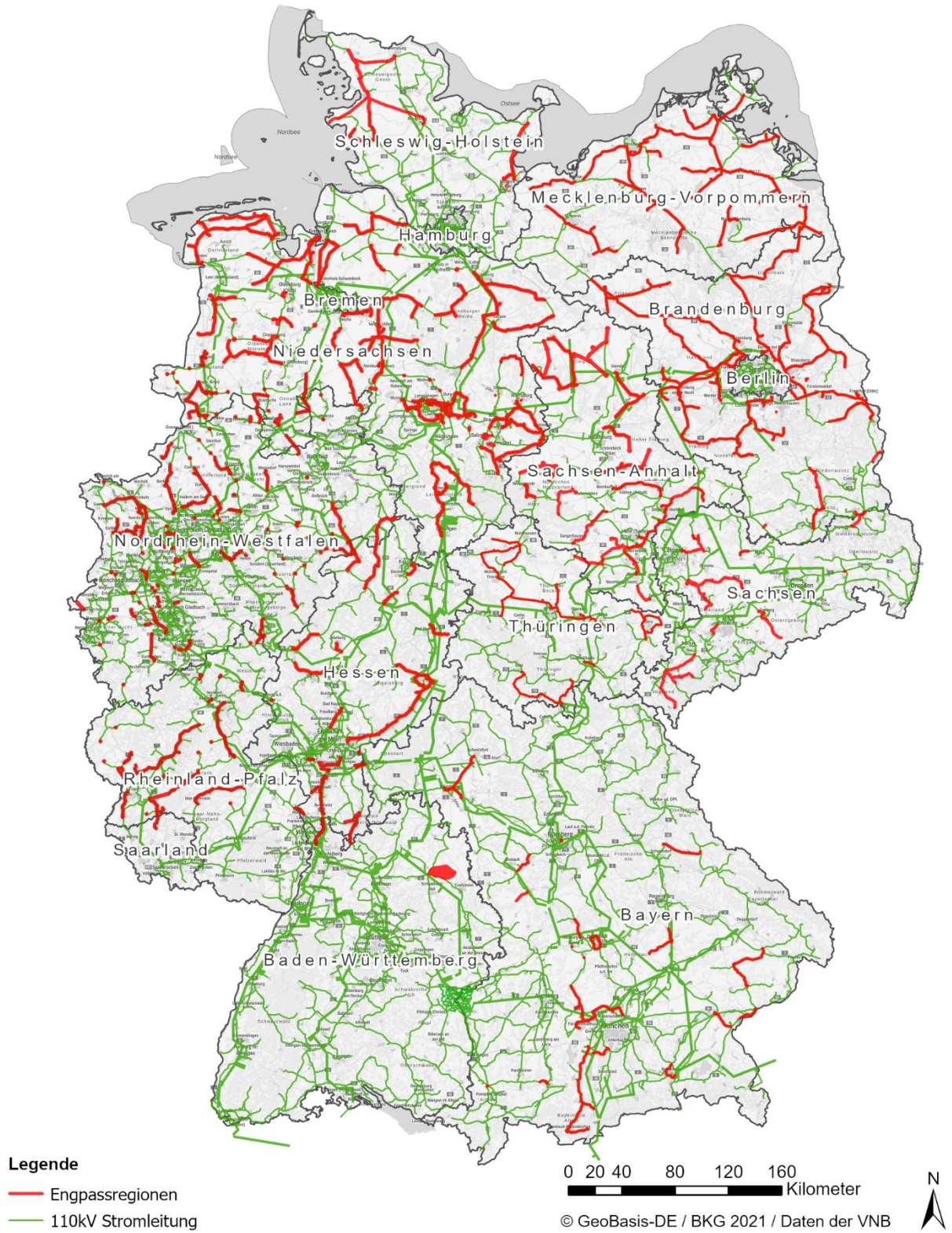


Abbildung 1-4: 110 kV Hochspannungsleitungen und Engpassregionen

In nachfolgender Tabelle ist der erwartete Ausbaubedarf der Hochspannungsebene je Verteilernetzbetreiber aufgeführt, sofern dieser über 100 Mio. Euro liegt. Dabei liegen 10 der 17 genannten Verteilernetzbetreiber über einem erwarteten Hochspannungsausbau von 250 Mio. Euro. Die betroffenen Netzgebiete werden in der darunter abgebildeten Deutschlandkarte (Abbildung 1-5) durch einen dunkleren Blauton von den weiteren sieben Netzgebieten mit einem erwarteten Hochspannungsausbau zwischen 100 Mio. Euro und 250 Mio. Euro optisch unterschieden.⁴

Hochspannungsausbau mit Erhöhung der Übertragungskapazität in Mio. Euro

- Neubau, Ersatz mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Verstärkung und Optimierung

Hochspannungsbetreiber	erwarteter Netzausbau in Mio. Euro
Avacon Netz GmbH	1.450,3
DB Energie GmbH	1.172,2
E.DIS Netz GmbH	796,6
Westnetz GmbH	628,6
Stromnetz Berlin GmbH	449,9
Stromnetz Hamburg GmbH	417,7
Bayernwerk Netz GmbH	389,9
Schleswig-Holstein Netz AG	335,7
MDN Main-Donau Netzgesellschaft mbH	254,0
NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH	250,3
Rheinische NETZGesellschaft mbH	233,0
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH	230,1
WEMAG Netz GmbH	208,0
Netze BW GmbH	207,2
LEW Verteilnetz GmbH	144,2
Syna GmbH	134,6
TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG	100,4

Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 1-5: Hochspannungsausbau - Verteilernetzbetreiber mit einem erwarteten Netzausbau über 100 Mio. Euro

⁴ Von der Darstellung in der Karte ist aus Gründen der Übersichtlichkeit das Netz der DB Energie GmbH ausgenommen, da sich das Bahnnetz über die gesamte Bundesrepublik erstreckt.

Hochspannungsnetzausbau

Netzgebiete mit einem erwarteten Netzausbaubedarf der Hochspannung ab 100 Mio. Euro

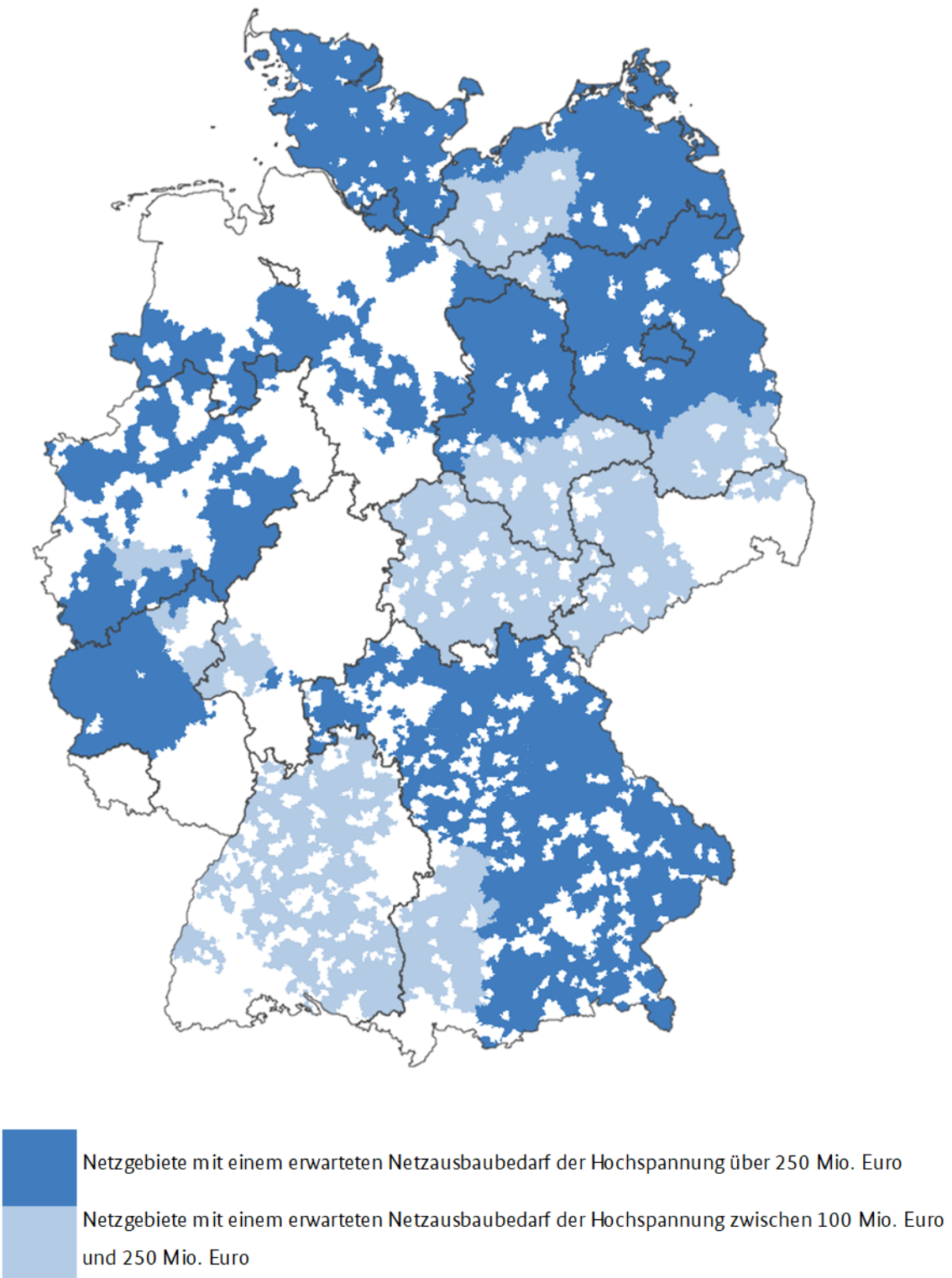


Abbildung 1-5: Darstellung der Netzgebiete mit einem erwarteten Netzausbaubedarf der Hochspannung über 100 Mio. Euro

Da die Kosten der Netzbetreiber auch stark von der Größe ihres Netzes abhängig sind, werden in der nachfolgenden Karte die Kosten der Hochspannungsebene pro Kilometer bestehender Leitungslänge des zugehörigen Netzbetreibers dargestellt. Die Ausbaurkosten werden also auf die Länge des Bestandsnetzes normiert. Diese Ansicht soll eine Abschätzung darüber geben, ob in das Netz beispielsweise aufgrund des Zubaus von Erneuerbaren Energien investiert werden muss, unabhängig von der Größe des Netzbetreibers. Der Großteil der Verteilernetzbetreiber hat Kosten bis zu 100.000 Euro pro Kilometer bestehender Leitungslänge. Zwei Netzbetreiber - eher im Zentrum Deutschlands - liegen im Bereich 1 Mio. Euro pro Kilometer bis 1,5 Mio. Euro pro Kilometer. Auffällig ist auch, dass im Nordosten Deutschlands die Kosten pro Kilometer bestehender Leitungslänge tendenziell höher sind als im überwiegenden Rest von Deutschland. Außerdem haben städtische Netzbetreiber im Durchschnitt höhere Kosten je Kilometer (222.500 Euro pro Kilometer) als Netzbetreiber mit ländlichem oder ausgeglichenen Netzgebiet (113.153 und 128.082 Euro pro Kilometer).

Ausbaukosten der Hochspannungsebene

Kosten des Hochspannungsnetzausbaus in Euro pro Kilometer bestehendem Hochspannungsnetz

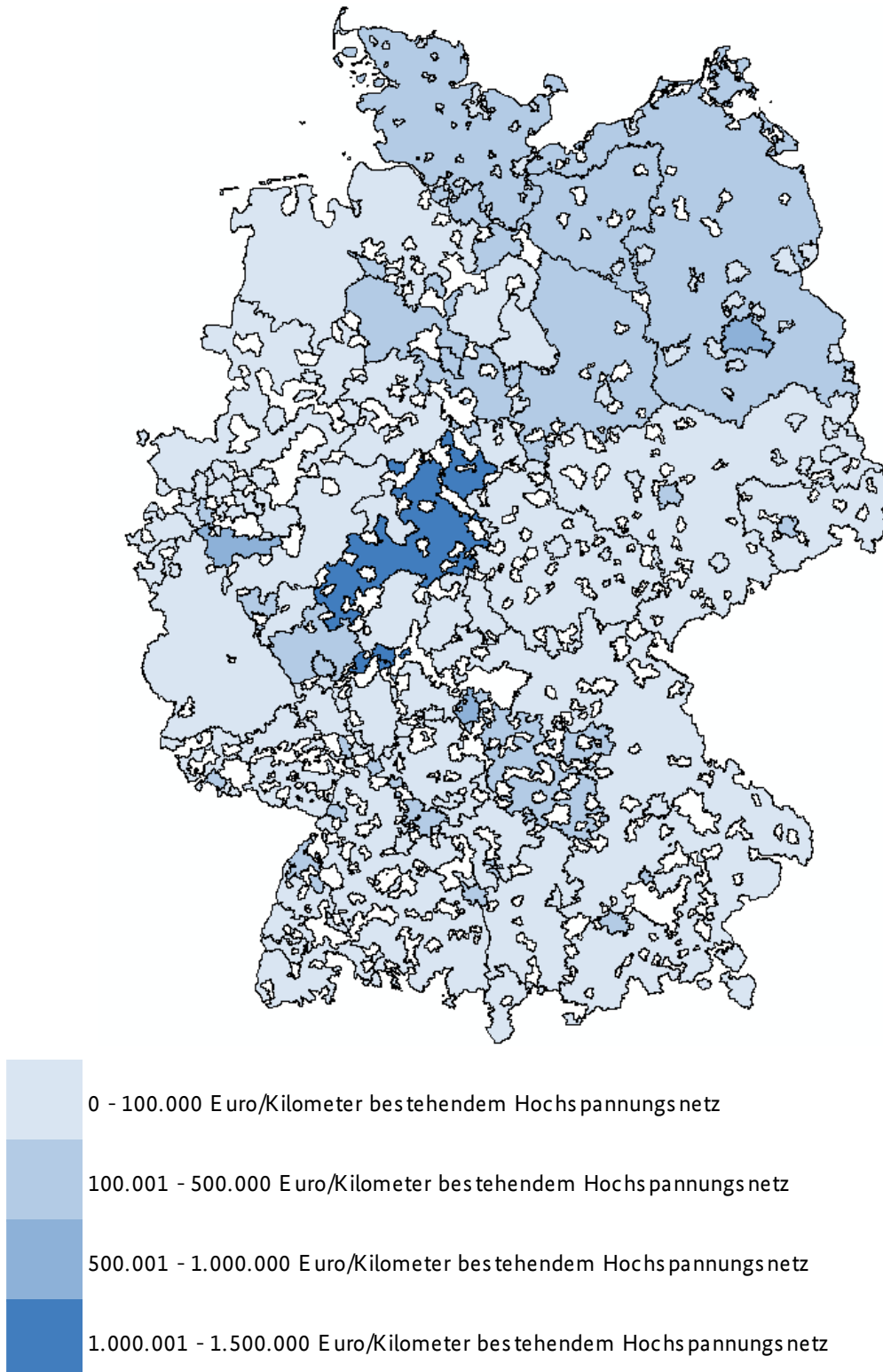


Abbildung 1-6: Ausbaukosten des Hochspannungsnetzausbaus in Euro pro Kilometer bestehendem Hochspannungsnetz

2 Bericht zum Netzbetrieb

Die Bundesnetzagentur lässt die Verteilernetzbetreiber im Rahmen der Abfrage nach § 14 Abs. 1a EnWG a.F. einen von der Bundesnetzagentur erstellten Fragebogen zu aktuellen Themen beantworten. Hiermit wird das Ziel verfolgt, einen besseren Überblick über den Zustand der Netze sowie den Umgang mit zukünftigen Herausforderungen zu erlangen. Aufgrund der Besonderheit des Bahnstromnetzes ist das Netz der DB Energie nicht in den nachfolgenden Ausführungen enthalten. Die hier ausgeführten Ergebnisse aus dem Fragebogen zu den aktuellen Themen bezieht sich demnach auf 58 Verteilernetzbetreiber. Es ist bei den jeweiligen Ausführungen zur Hochspannungsebene zu beachten, dass es sich hier um 57 befragte Verteilernetzbetreiber handelt. Einer der insgesamt 58 befragten Verteilernetzbetreiber betreibt kein Hochspannungsnetz.

2.1 Allgemeine Fragestellungen

Wie einleitend in Kapitel 1 beschrieben, konnten die befragten Verteilernetzbetreiber erstmalig eine Selbsteinschätzung abgeben, ob sie ihr Netzgebiet als überwiegend städtisch, überwiegend ländlich oder ausgewogen ansehen. Diese Kategorisierung ermöglicht eine geänderte Sicht auf die übermittelten Berichte der Verteilernetzbetreiber. Insgesamt lässt sich die Abfrage 2021 auf 26 überwiegend städtische, 17 überwiegend ländliche sowie 15 ausgeglichene Netzgebiete aufteilen.⁵

Die befragten Verteilernetzbetreiber wurden überdies nach der durchschnittlichen Stromkreislänge in der Mittelspannung befragt. Diese ist definiert als der Durchschnitt über die Stranglänge einer Kabel- oder Freileitungsstrecke ausgehend von einer Umspannstation von Hoch- auf Mittelspannung. In ausgewogenen Netzgebieten liegt die durchschnittliche Stromkreislänge der Mittelspannung bei 4,31 km, in überwiegend städtischen Netzgebieten bei 3,88 km. Im ländlichen Bereich liegt die durchschnittliche Stromkreislänge mit 10,4 km weit darüber, da hier eine weite Strecke zwischen Stationen überbrückt werden muss, um eine ähnliche Auslastung zu erreichen. In die Auswertung der Angaben der durchschnittlichen Stromkreislänge konnten die Angaben von 19 der befragten Netzbetreiber aufgrund der Datenqualität nicht einbezogen werden.

Wie bereits im Vorjahresbericht, konnten die befragten Verteilernetzbetreiber angeben, ob aufgrund interner Vorgaben angegeben werden muss, welche alternativen Netzoptimierungen und -verstärkungen (NOVA) betrachtet wurden. Im Vergleich zum Vorjahresbericht (2020) ist der Anteil der Netzbetreiber die diese Frage mit Ja beantworteten auf 63 Prozent gestiegen.

Der durch die Novellierung des EnWG im Juli 2021 neu geschaffene § 14d EnWG sieht in Absatz 5 vor, dass Verteilernetzbetreiber im Rahmen ihrer Netzplanung die Möglichkeiten von Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen berücksichtigen müssen. Dies wurde in der diesjährigen Abfrage bereits abgefragt. 39 der 58 führten hierzu eine oder mehrere Maßnahmen auf. Hierbei kann festgestellt werden, dass der Begriff „Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen“ von den befragten Verteilernetzbetreibern unterschiedlich verstanden wird. Am häufigsten wurde mit 21 Nennungen das Steuern von Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG genannt. Mit jeweils neun Nennungen wurden Einspeisemanagement, bzw. Redispatch 2.0, Spannungs- und Blindleistungsoptimierung, NOVA-

⁵ Das Netzgebiet der DB Energie wird zu den ausgewogenen Netzgebieten gezählt, da es sich über die gesamte Bundesrepublik erstreckt. In Kapitel 1 werden daher 16 ausgeglichene Netzgebiete gezählt.

Maßnahmen sowie Spitzenkappung gleich oft genannt. Energieeffizienz im Sinne der Verlustenergieerduzierung wurde acht Mal genannt.

Bereits im Vorjahresbericht haben einzelne Netzbetreiber von Verzögerungen durch die pandemische Lage berichtet. Aus diesem Grund wurde in diesem Abfragejahr die Frage nach Maßnahmen integriert, die sich aufgrund der pandemischen Lage verzögert haben. Bei dem Großteil der Verteilernetzbetreiber konnten keine Verzögerungen auf die pandemische Lage zurückgeführt werden. Pandemiebedingte Verzögerungen wurden auf der Hochspannung von 16, der Umspannung Hochspannung auf Mittelspannung von 12, der Mittelspannung sowie der Umspannung von Mittel- auf Niederspannung von jeweils 17 und auf der Niederspannung von 21 Verteilernetzbetreibern genannt. Wie in der nachfolgenden Abbildung zu sehen ist, meldeten beispielsweise neun Verteilernetzbetreiber eine pandemisch bedingte Verzögerung von fünf Prozent ihrer Netzausbaumaßnahmen. Zu sehen ist, dass bei einem Großteil der Verteilernetzbetreiber der Anteil der pandemisch bedingt verzögerten Maßnahmen unter zehn Prozent liegt. Dass sich mehr als 60 Prozent der geplanten Maßnahmen verzögern, wurde lediglich von einzelnen Verteilernetzbetreibern gemeldet.

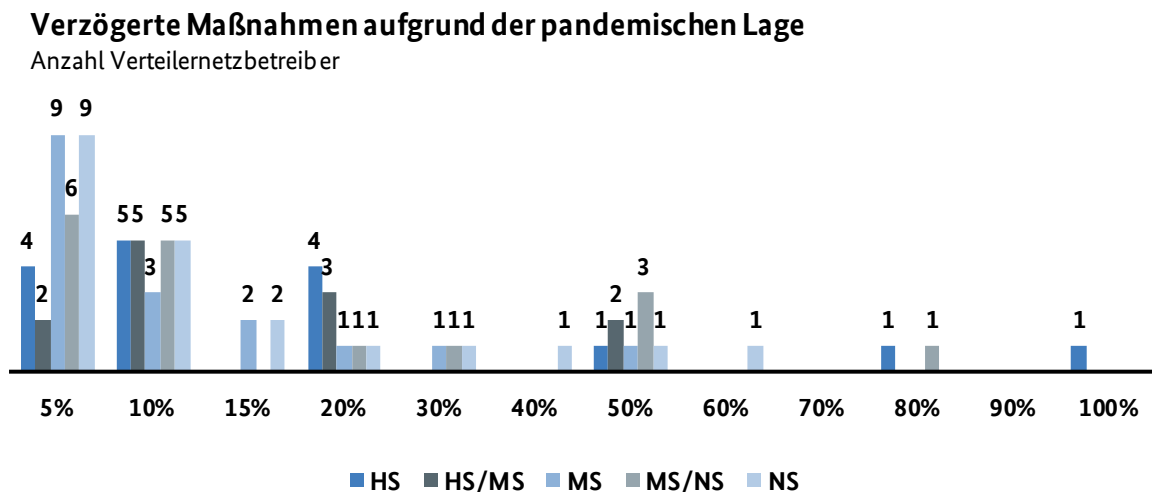


Abbildung 2-1: Verzögerte Maßnahmen aufgrund der pandemischen Lage

2.2 Ausnutzung der Bestandsnetze

In der Abfrage 2021 zum Stichtag 31.12.2020 wurden aus den Vorjahresberichten bekannte Fragestellungen zur Ausnutzung der Bestandsnetze weitergeführt und teilweise weitergehende Fragestellung integriert. So kann auch in diesem Bericht ein Einblick gewährt werden, wie die befragten Verteilernetzbetreiber mit den Bereichen Versorgungsunterbrechungen, mit flexiblen Verbrauchseinrichtungen sowie mit der Digitalisierung ihrer Netze umgehen.

Die Verteilernetzbetreiber wurden befragt, ob sie Schaltzustände an zentraler Stelle, wie beispielsweise einer Leitstelle, erfassen. In den Spannungsebenen der Hochspannung bis Mittelspannung werden die Schaltzustände mindestens teilweise von allen befragten Verteilernetzbetreibern erfasst. Auf der Umspannebene Mittelspannung auf Niederspannung erfassen 47 Verteilernetzbetreiber die Schaltzustände zentral. 19 der befragten Verteilernetzbetreiber erfassen sogar Schaltzustände der Niederspannungsebene

zentral. 18 weitere Verteilernetzbetreiber gaben an, zukünftig die Schaltzustände an zentraler Stelle überwachen zu wollen.

Zentrale Erfassung von Schaltzuständen

Anzahl Verteilernetzbetreiber

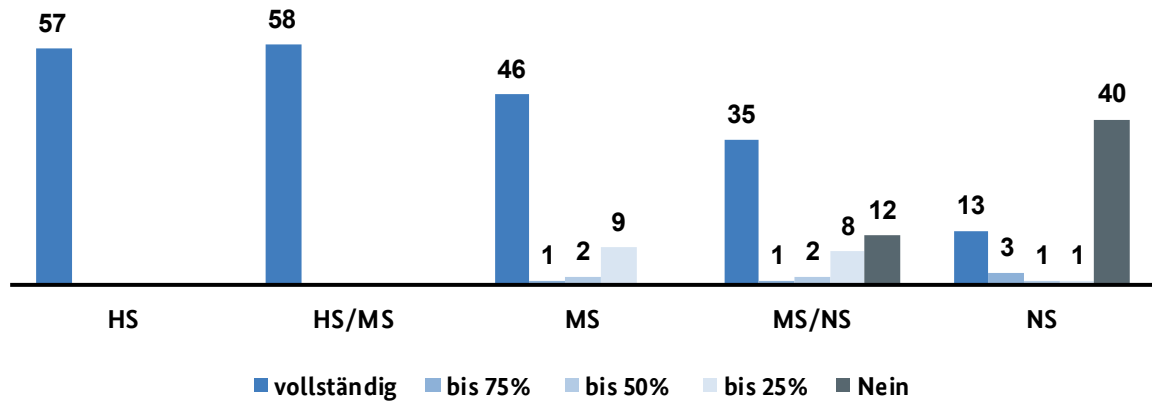


Abbildung 2-2: Zentrale Erfassung von Schaltzuständen

Die Ergebnisse zeigen im Verhältnis zu den Daten des Vorjahres Steigerungen der Datenerfassung in allen Spannungsebenen. Deutlich gestiegen ist die Datenerfassung in der Niederspannungsebene. So hatten bei der letzten Abfrage nur drei Verteilernetzbetreiber angegeben, Daten der Niederspannungsebene zu erfassen. Daneben lassen die Ergebnisse der Befragung weitere Steigerungen erwarten.

Des Weiteren wurden die Verteilernetzbetreiber befragt, welcher Anteil der als kritisch eingestuften Bereiche des Netzes mittels Netzzustandsdaten an zentraler Stelle echtzeitnah und in einem Übertragungsabstand unter 15 Minuten erfasst wird. Aus den gelieferten Daten der Verteilernetzbetreiber lässt sich erkennen, dass in den Spannungsebenen der Hochspannung bis zur Mittelspannung die Daten bereits großflächig vorliegen. In der Mittelspannungsebene erfolgt die Erfassung nur teilweise. Dort werden größtenteils 25 Prozent des Netzes erfasst. Auf der Umspannebene Mittelspannung auf Niederspannung sowie der Niederspannung ist der Anteil der Verteilernetzbetreiber, die keine Netzzustandsdaten über kritische Netzbereiche erfassen, deutlich höher als auf den anderen Spannungsebenen. So geben auf der Umspannebene der Mittelspannung auf Niederspannung 22 der befragten 58 Verteilernetzbetreiber an, keine Daten zu erfassen. In der Niederspannungsebene sind es 46 Verteilernetzbetreiber. Eine Erweiterung der Datenerfassung ist bei der Hälfte der befragten 58 Verteilernetzbetreiber jedoch in Planung.

Zentral erfasste Netzzustandsdaten kritischer Netzbereiche

Anzahl Verteilernetzbetreiber

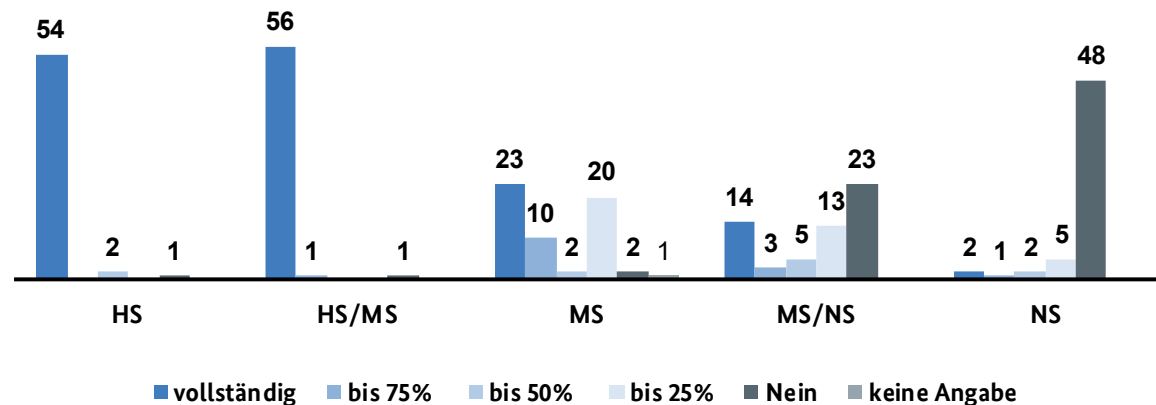


Abbildung 2-3: Zentral erfasste Netzzustandsdaten kritischer Netzbereiche

Anschließend wurden die Netzbetreiber befragt, ob sie die erfassten Daten speichern. 53 der 58 befragten Verteilernetzbetreiber geben an, die erfassten Daten der Hochspannungsebene zu speichern. Von der Hochspannungsebene zur Niederspannungsebene nimmt die Anzahl der Verteilernetzbetreiber, die Netzzustandsdaten speichern deutlich ab. So sind es in der Umspannebene Hochspannung zu Mittelspannung noch 54 der befragten 58 Verteilernetzbetreiber, in der Umspannebene Hochspannung zu Niederspannung nur noch 47 Verteilernetzbetreiber. In der Umspannebene der Mittelspannung zur Niederspannung geben 34 Verteilernetzbetreiber an, die Daten zu speichern. In der Niederspannungsebene speichern lediglich 7 der befragten 58 Verteilernetzbetreiber die Netzzustandsdaten.

Dauerhafte Speicherung von Netzzustandsdaten

Anzahl Verteilernetzbetreiber

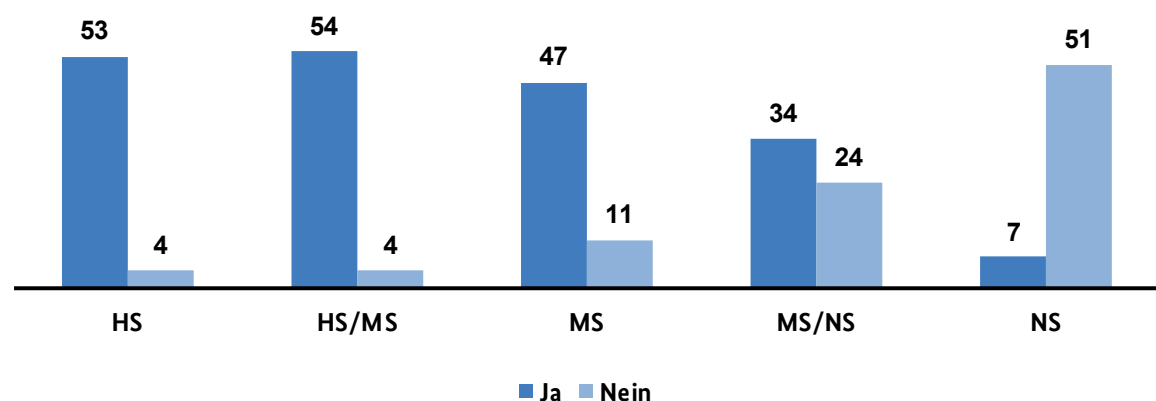


Abbildung 2-4: Dauerhafte Speicherung zentral erfasster Netzzustandsdaten

Über die Frage nach der Erfassung und Speicherung von Schaltzuständen hinaus, ist es für den Einblick in das Verteilernetz interessant, inwieweit Schaltzustände von zentraler Stelle gesteuert werden können. In den höheren Spannungsebenen – der Hochspannung und der Umspannebene Hochspannung auf Mittelspannung – gaben alle befragten Verteilernetzbetreiber an, Schaltzustände von mindestens 50 Prozent

der Betriebsmittel von zentraler Stelle aus zu schalten. Zu beachten ist, dass die Abfrage 2021 einen Verteilernetzbetreiber enthält, der keine Hochspannungsnetzebene betreibt. Der Großteil der Verteilernetzbetreiber ist sogar in der Lage, alle Betriebsmittel dieser Netzebenen zentral anzusteuern, dies ist der nachfolgenden Abbildung zu entnehmen. Ab der Mittelspannungsebene schaltet die Mehrheit der Verteilernetzbetreiber die im Netz integrierten Betriebsmittel nur noch teilweise von zentraler Stelle aus. Ab der Umspannebene Mittelspannung zur Niederspannung überwiegt der Anteil der Verteilernetzbetreiber, die ihre Betriebsmittel nicht von zentraler Stelle aus schalten können. Diese Betriebsmittel werden für gewöhnlich vom Monteur vor Ort in Absprache mit der Leitstelle geschaltet.

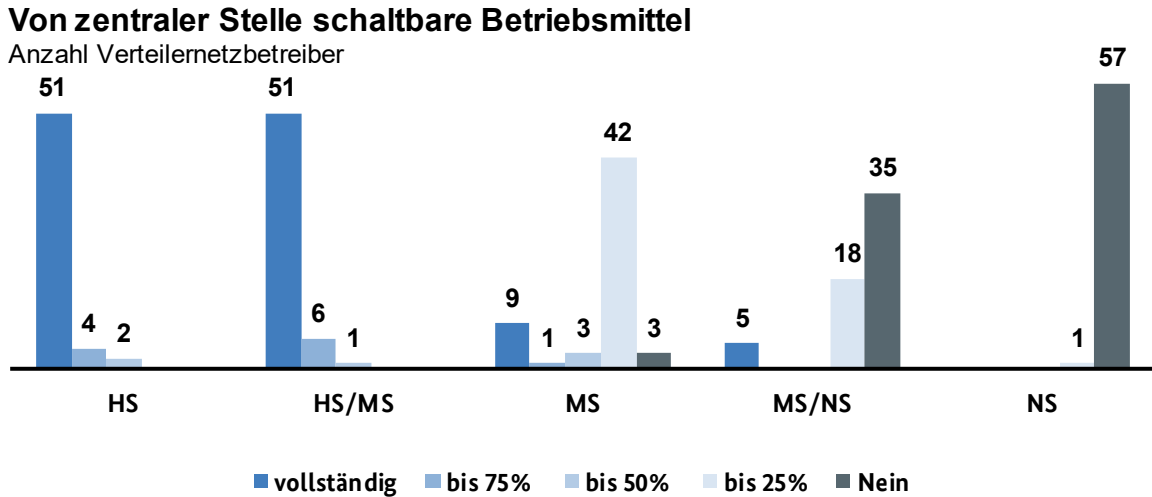


Abbildung 2-5: Von zentraler Stelle schaltbare Betriebsmittel

Neben im Netz integrierten Betriebsmitteln ist es technisch möglich, angeschlossene Verbraucher und Erzeuger von zentraler Stelle aus manuell zu steuern. Aus diesem Grund wurden die Verteilernetzbetreiber befragt, ob das Personal der Leitwarte – unter Einbeziehung der ausgewerteten Zustandsdaten – Erzeuger und Verbraucher in ihren Netzen manuell von der Leitwarte aus steuert. Der Großteil der Verteilernetzbetreiber gab an, Verbraucher nicht aufgrund der erfassten Zustandsdaten zentral manuell zu steuern. Bei den Erzeugern hingegen waren die gegebenen Antworten der Verteilernetzbetreiber sehr heterogen. So gaben circa 50 Prozent der Verteilernetzbetreiber an, die Erzeuger nicht von zentraler Stelle aus manuell zu steuern. Die verbleibende Hälfte der Verteilernetzbetreiber gab an, Erzeuger ganz oder teilweise von zentraler Stelle aus manuell zu steuern. In den unteren Spannungsebenen nimmt der Anteil derjenigen Verteilernetzbetreiber deutlich ab, die Erzeuger zentral manuell steuern. So gaben diese Verteilernetzbetreiber an, rund 25 Prozent der Anlagen zentral manuell zu steuern. Eine Erweiterung der manuellen Steuerbarkeit für Verbraucher ist nach Angabe der 58 befragten Verteilernetzbetreiber überwiegend nicht geplant. Dagegen wird bei der Steuerung von im Netz angeschlossenen Erzeugern eine Erweiterung von ca. ein Drittel bis zur Hälfte der integrierten Erzeuger angestrebt.

Manuelle Steuerung von Verbrauchern aus der Leitwarte unter Einbezug der zentral erfassten Daten

Anzahl Verteilernetzbetreiber

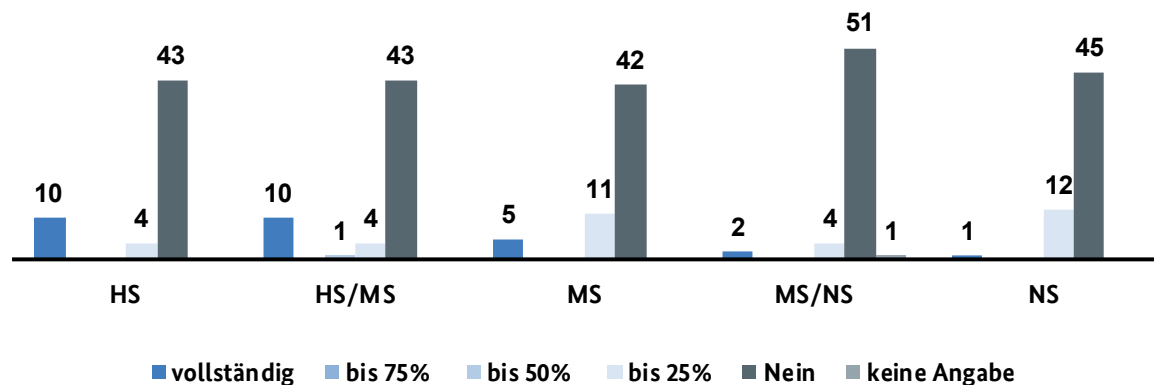


Abbildung 2-6: Manuelle Steuerung von Verbrauchern

Manuelle Steuerung von Erzeugern aus der Leitwarte unter Einbezug der zentral erfassten Daten

Anzahl Verteilernetzbetreiber

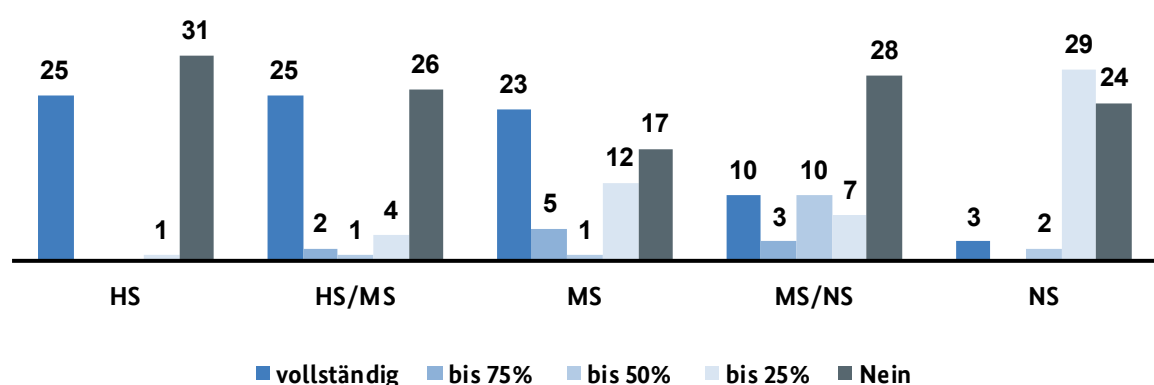


Abbildung 2-7: Manuelle Steuerung von Erzeugern

Neben einer manuellen Steuerung von im Netz angeschlossenen Erzeugern und Verbrauchern, ist eine automatische Steuerung, basierend auf zentral erfassten Zustandsdaten, denkbar. In diesem Fall würde nur auf Grundlage der Daten und nicht nach Anweisung des Leitstellenpersonals der Schaltbefehl erfolgen. Der Großteil der 58 befragten Verteilernetzbetreiber verneinte dieses Vorgehen für alle Spannungsebenen. Bezüglich der automatischen zentralen Steuerung von Erzeugern gaben zwischen vier und sieben Verteilernetzbetreiber je Spannungsebene an, Anlagen automatisiert zu steuern. Eine Erweiterung der automatisierten Steuerung aus der Leitwarte heraus ist nur von wenigen Verteilernetzbetreibern geplant.

Im Anschluss wurden die Verteilernetzbetreiber gefragt, ob die automatische Steuerung vor Ort am Verbraucher oder Erzeuger unter Einbeziehung der ausgewerteten Zustandsdaten durchgeführt wird. Überwiegend wurde auch diese Frage von den 58 befragten Verteilernetzbetreiber verneint. Daneben gaben die befragten Verteilernetzbetreiber an, keine Erweiterung der automatischen Steuerung vor Ort zu planen. Vereinzelt Verteilernetzbetreiber gaben jedoch an, die Anlagen bereits automatisch vor Ort steuern zu können oder zumindest zu planen, eine automatische Steuerung vor Ort einzuführen.

Im Rahmen der Abfrage wurden die Verteilernetzbetreiber bezüglich der in ihrem Netz eingesetzten Übertragungstechnologien für die Kommunikation mit Betriebsmitteln, Erzeugern oder Verbrauchern befragt. Die am häufigsten bereits eingesetzten Übertragungstechnologien – unabhängig vom Adressaten – sind DSL, Mobilfunk und Rundsteuertechnik. Interessant ist, dass ein Großteil der Verteilernetzbetreiber plant, den Einsatz der 450MHz-Technologie aufzubauen, dies betrifft je nach Adressat 43 bis 55 Prozent der befragten Verteilernetzbetreiber. Grund dafür ist die Vergabe dieser Frequenz für den Energiesektor im Jahr 2021. Dies kann auch eine zusätzliche Frequenznutzung im Bereich der Anbindung intelligenter Messsysteme ermöglichen. Dabei eignet sich das verfügbare Frequenzband besonders gut, da aufgrund der Wellenlänge auch Kellerräume erreicht werden können, in denen üblicherweise der Zählerschrank angebracht ist. Für Betriebsmittel wird die 450 MHz-Technologie von sechs Verteilernetzbetreibern bereits eingesetzt. Fünf der befragten Verteilernetzbetreiber setzen die Technologie bei Verbrauchern, drei bei Erzeugern ein. Seltener eingesetzt werden die Technologien LoRaWAN⁶ und Powerline. Des Weiteren konnte bei Bedarf eine weitere Übertragungstechnologie pro Adressat angegeben werden. Von einigen Verteilernetzbetreibern wurde als zusätzlich verwendete Technologie der Betriebsfunk bzw. ein eigenständiges Kommunikationsnetz angegeben. Auch der Einsatz Lichtwellenleiter (LWL) wurde von einigen der befragten Verteilernetzbetreiber genannt. LWL werden für Betriebsmittel von 11 Verteilernetzbetreibern und für Verbraucher und Erzeuger von jeweils sechs Verteilernetzbetreibern eingesetzt.

Einsatz von 450MHz als Übertragungstechnologie

Anzahl Verteilernetzbetreiber

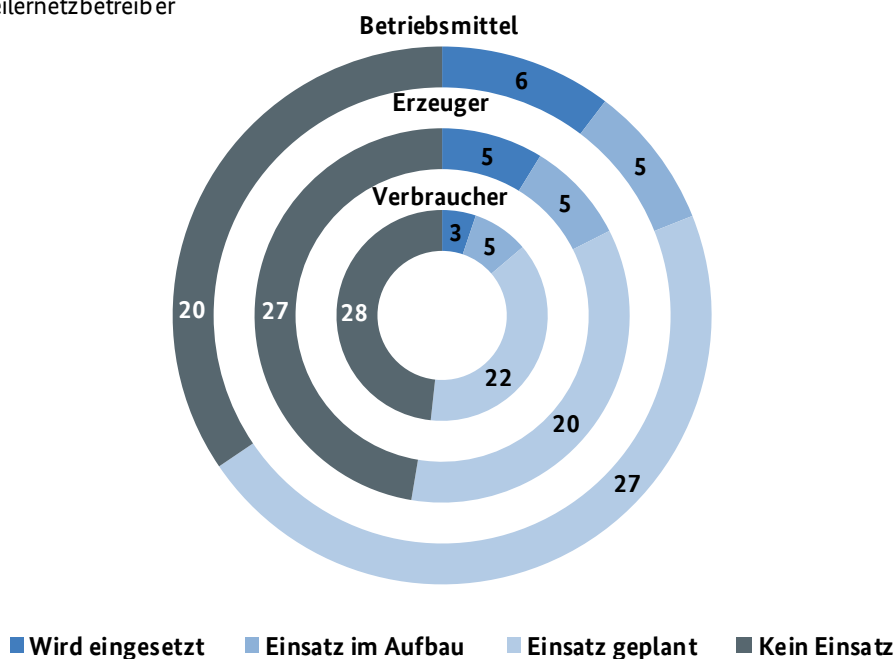


Abbildung 2-8: Einsatz von 450MHz als Übertragungstechnologie

Den Angaben der Verteilernetzbetreiber im Rahmen der Abfrage 2021 kann entnommen werden, dass die Frequenz, in der Netzauslastungsprognosen vorgenommen werden, ansteigt. So führen sieben Verteilernetzbetreiber nun mindestens wöchentlich eine Auslastungsprognose durch, die diese Frage im

⁶ Long Range Wide Area Network

Vorjahr noch mit „Nein“ beantwortet haben. Im nachfolgenden Ringdiagramm ist zu sehen, dass das Durchführen von teils täglichen, aber mindestens wöchentlichen Netzauslastungsprognosen stetig zunimmt. So führen mittlerweile 26 der befragten Verteilernetzbetreiber tägliche Auslastungsprognosen und weitere neun r mindestens wöchentlich eine Auslastungsprognose durch.

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

Anzahl Verteilernetzbetreiber

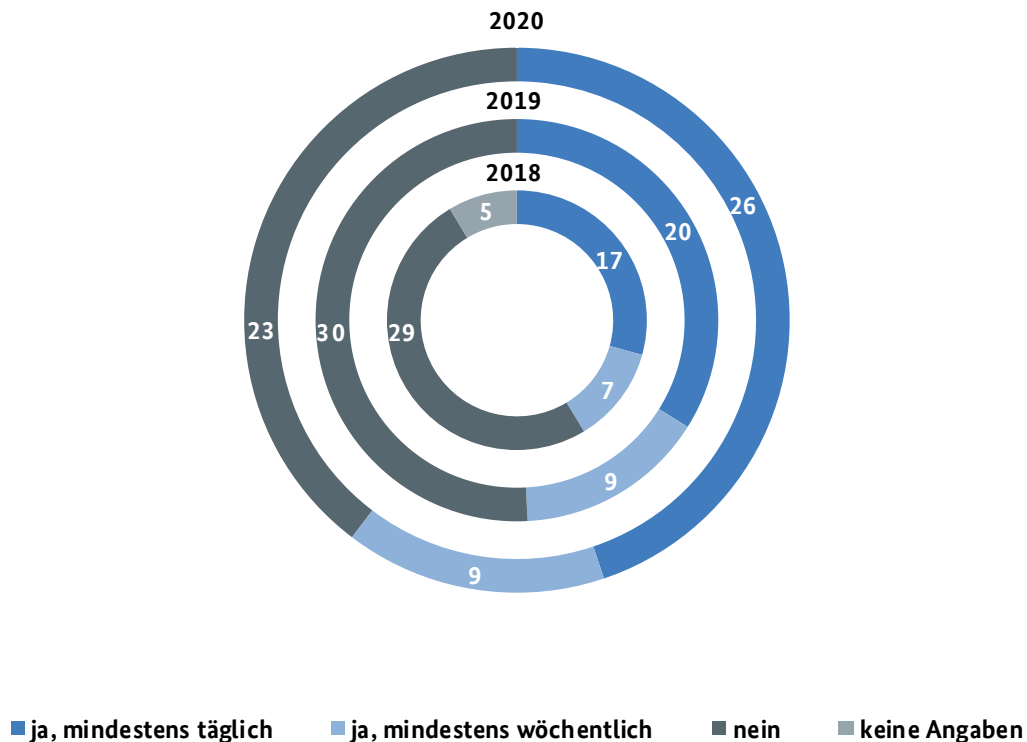


Abbildung 2-9: Durchführungsintervall von Netzauslastungsprognosen

Ein Bedarf an heute noch nicht zur Verfügung stehenden Daten wird von 53 der 58 befragten Verteilernetzbetreiber gesehen. Hierzu wurden unterschiedliche Angaben gemacht. Häufig erwähnten die Verteilernetzbetreiber, dass Daten, wie Echtzeitwerte, Schaltzustände oder Lastflüsse, aus der Niederspannungsebene benötigt würden. Auch die Daten der intelligenten Messsysteme seien heute ebenfalls nicht immer vollständig auswertbar oder werden noch nicht mit hinreichender Zuverlässigkeit übermittelt. Einige der befragten Netzbetreiber gaben an, gerne mehr Informationen vom vor- oder nachgelagerten oder angrenzenden Netzbetreiber erhalten zu wollen. Insbesondere wurden dabei Informationen über die im vorgelagerten Netz angeschlossenen Anlagen genannt. Generell lässt sich erkennen, dass ein Mehrbedarf an Daten von im Netz angeschlossenen Großkunden gesehen wird. Hier wird das Fehlen von Informationen über Kundenprognosen (Last und Erzeugung) oder zu deren Flexibilitätsangeboten genannt. Des Weiteren wurde von einigen der befragten Verteilernetzbetreibern angegeben, dass es an Wetterdaten, wie beispielsweise Satellitenbildern, mangle. Diese würden benötigt, um Erzeugung und Netzlast genauer prognostizieren zu können.

Die Verteilernetzbetreiber wurden danach 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 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. Bei den 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 Verteilernetzbetreiber, nach Netzstruktur

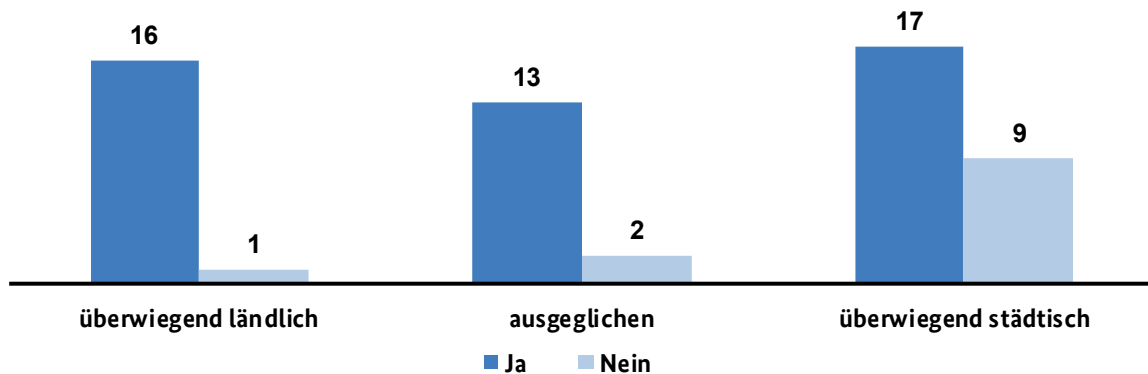


Abbildung 2-10: Ergreifung technischer Maßnahmen zur besseren Bestandsnetzauslastung

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 der nachfolgenden Tabelle 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 /Weitbereichsregler
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 2-1: Einsatz technischer Maßnahmen zur besseren Bestandsnetzauslastung

Von den eingesetzten technischen Maßnahmen werden Spannungs- und Blindleistungsmanagement sowie Regelungskonzepten und Weitbereichsreglern in ländlichen, städtischen und ausgeglichenen Netzgebieten ähnlich ausgeprägt eingesetzt. Wohingegen Freileitungsmonitoring, sensitive Einspeisemanagementregler und rONT überwiegend im ländlichen Bereich eingesetzt werden.

Regelbare Ortsnetztransformatoren werden zunehmend von den Netzbetreibern eingesetzt, um die Auslastung im Mittel- und Niederspannungsnetz optimieren zu können. Aufgrund ihrer sparsamen Bauweise können sie in bestehenden Ortsnetzstationen, sogar in besonders platzsparenden Stationen, wie Kompaktstationen eingebaut werden. Durch eine Regelung des Übersetzungsverhältnisses des Transformators, welche unter Spannung im laufenden Betrieb erfolgt, kann der rONT in Netzgebieten mit hohen Spannungsschwankungen vorteilhaft 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.

Zum Zeitpunkt der Abfrage waren 1.506 regelbare Ortsnetztransformatoren in den Netzen der befragten Verteilernetzbetreiber in Betrieb. Von den 1.506 rONT wurden im Jahr 2020 194 rONT bei sechs Verteilernetzbetreibern verbaut. Die Anzahl der im Netz verbauten rONT ist bei den Verteilernetzbetreibern dabei sehr unterschiedlich. So verteilen sich 80 Prozent der 1.506 rONT auf zwei Netzbetreiber. 16 der Verteilernetzbetreiber, die rONT einsetzen, haben weniger als zehn rONT im eigenen Netzgebiet. Interessant ist, dass 95 Prozent aller verbauten rONT in Verteilernetzen mit überwiegend ländlicher Struktur verbaut sind.

Die Größe in kW, ab der konventionelle Anlagen zum Engpassmanagement herangezogen werden, unterscheidet sich jedoch je nach Netzbetreiber stark. 15 Netzbetreiber beziehen konventionell betriebene Anlagen ab einer Größe von 30 kW, 21 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. 14 der befragten Verteilernetzbetreiber geben an, keine Anlagen mit einzubeziehen. Diese

Angabe erklärt sich teilweise dadurch, dass keine konventionellen Anlagen im Netz integriert sind, die mit einbezogen werden könnten. Im Jahr 2021 gab es eine Änderung der Rechtslage (§ 13a EnWG). So waren vor dem 01. Oktober 2021 Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 10 Megawatt verpflichtet, am Engpassmanagement teilzunehmen. Seit dem 1. Oktober 2021 gilt dies schon für Anlagen ab 100 kW.

35 der befragten Verteilernetzbetreiber regeln KWK-Anlagen in ihrem Netz ab. 21 der befragten Netzbetreiber geben zudem an, dass sie Erzeuger in der Eigenversorgung abregeln, der überwiegende Teil (64 Prozent) regelt diese jedoch nicht ab.

Im Rahmen der Abfrage 2021 gaben 22 von 58 Verteilernetzbetreibern an, dass sie an Pilotprojekten zum Einsatz von netzdienlicher Flexibilität in ihrem Netz beteiligt sind. Genannt wurden unter anderem Projekte im Bereich der Elektromobilität, der Erzeuger- und/oder Verbrauchersteuerung, von intelligenten Mess- und Energiemanagementsystemen oder im Bereich von Wirk- und Blindleistungspotenzialen

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. Die Umsetzung der Spitzenkappung in der Netzplanung orientiert sich an vom Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) beschriebenen Verfahren⁷. 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 und 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 Spitzenkappungsgebiete

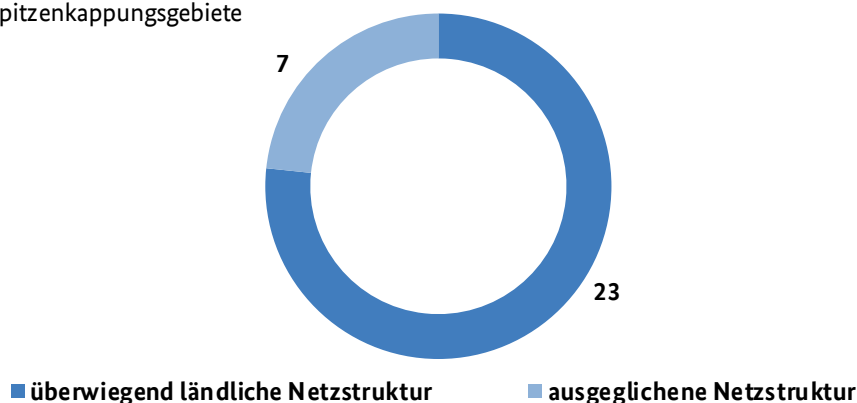


Abbildung 2-11: Gebiete mit Spitzenkappungseinsatz

⁷ FNN, Spitzenkappung - ein neuer planerischer Freiheitsgrad, Möglichkeiten zur Berücksichtigung der Spitzenkappung bei der Netzplanung in den Verteilernetzen, Februar 2017

Wie das obenstehende Ringdiagramm aufzeigt, 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.

Die Haltung der Spannungsqualität ist weiterhin ein wichtiges Thema im Bereich des Netzbetriebs. 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 Stöempfindlichkeit. 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 Netzzrückwirkungen von Erzeugungsanlagen und Verbrauchsgerten. 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 im Jahr 2020 durchgeführt und Unternehmen die Möglichkeit geboten, hierzu einen freiwilligen Beitrag zu leisten. Ziel der Befragung war 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 konnte. Werden die Erkenntnisse aus dem Bericht zusammengefasst, wird nicht von einer bundesweiten Spannungsqualitätsproblematik ausgegangen. Im Kern handelt es sich um regionale bzw. unternehmensspezifische Vorkommnisse. Aus Sicht der Bundesnetzagentur scheinen daher umfangreiche regulatorische Maßnahmen wie etwa ein verpflichtendes Monitoring der Spannungsqualität durch die Industrieunternehmen und/oder die Netzbetreiber derzeit nicht verhältnismäßig.

Gleichwohl gibt es Unternehmen, die von Unregelmäßigkeiten der Spannungsqualität betroffen sind. In diesen Fällen sollten individuelle Lösungen erarbeitet und umgesetzt werden. Die Datenerhebung zeigt, dass die Kommunikation zwischen Unternehmen und Netzbetreiber hier zu Lösungen führen kann und dieser Weg auch noch nicht in allen Fällen voll ausgeschöpft ist.

Kurze Versorgungsunterbrechungen zwischen einer und drei Minuten können auf der Hochspannungsebene von 47 der 57 befragten Verteilernetzbetreibern, die ein Hochspannungsnetz betreiben, erfasst werden – dies sind 8 Verteilernetzbetreiber mehr als im Vorjahr. Im Mittelspannungsnetz können von 50 der 58 befragten Verteilernetzbetreibern (+6) sowie in der Niederspannung von 19 Verteilernetzbetreibern (+7) Unterbrechungen zwischen einer und drei Minuten erfasst werden. Im Vergleich zu den Vorjahren ist die Zahl der Verteilernetzbetreiber, die kurze Versorgungsunterbrechungen zwischen einer und drei Minuten in ihren Netzen erfassen können, damit weiter gestiegen. Unterbrechungen von einer Dauer unter einer Minute können im Hochspannungsnetz von 45 (+6), im Mittelspannungsnetz von 46 (+2) sowie im Niederspannungsnetz von 10 (+2) Verteilernetzbetreibern erfasst werden. Im Vergleich zum Vorjahr ist die Zahl der Verteilernetzbetreiber, die Unterbrechungen unter einer Minute erfassen können, damit erneut leicht angestiegen.

Die mit dem Bericht nach § 14 Abs. 1a und 1b EnWG a.F. übermittelten erfassten kurzen Versorgungsunterbrechungen sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt. Demnach ist die Gesamtzahl der Versorgungsunterbrechungen zwischen einer und drei Minuten im Vergleich zur Vorjahresmeldung weiter zurückgegangen. In der Hochspannungsebene konnte jedoch ein leichter Anstieg verzeichnet werden. Die erfassten Versorgungsunterbrechungen unter einer Minute sind in der Hochspannung um ca. 300 Unterbrechungen angestiegen, in der Mittelspannung jedoch um knapp 300 gesunken. Ein klarer Trend hinsichtlich einer Steigerung oder Reduzierung von kurzen Versorgungsunterbrechungen lässt sich nicht ableiten. Tendenziell meldeten Verteilernetzbetreiber mit überwiegend städtischer Netzstruktur weniger Kurzzeitunterbrechungen als Verteilernetzbetreiber mit überwiegend ländlicher Netzstruktur: Es entfallen ca. 80 Prozent der Kurzzeitunterbrechungen auf den ländlichen Bereich, ca. 5 Prozent auf den städtischen Bereich und ca. 15 Prozent auf Verteilernetzbetreiber mit ausgeglichenem Netzgebiet. Kurzzeitunterbrechungen treten fast nur auf Freileitungsstrecken und deutlich seltener auf Erdkabeln auf. Da in Städten tendenziell eine höhere Verkabelungsdichte vorliegt, sind dort auch weniger Kurzzeitunterbrechungen zu erfassen. Auffallend ist, dass insbesondere der Osten von Deutschland viele Kurzzeitunterbrechungen zu verzeichnen hat.

Anzahl der Kurzzeitunterbrechungen unter einer Minute

	Kurzzeitunterbrechungen unter 1 Minute Anzahl 2018	Kurzzeitunterbrechungen unter 1 Minute Anzahl 2019	Kurzzeitunterbrechungen unter 1 Minute Anzahl 2020
Hochspannung	1550	714	1034
Mittelspannung	1860	2833	2544
Niederspannung	19	2	2
Gesamt:	3429	3549	3580

Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 2-2: Anzahl der Kurzzeitunterbrechungen unter einer Minute im Zeitverlauf

Anzahl der Kurzzeitunterbrechungen zwischen einer und drei Minuten

	Kurzzeitunterbrechungen zw. 1 und 3 Minuten Anzahl 2018	Kurzzeitunterbrechungen zw. 1 und 3 Minuten Anzahl 2019	Kurzzeitunterbrechungen zw. 1 und 3 Minuten Anzahl 2020
Hochspannung	68	37	42
Mittelspannung	1890	1213	996
Niederspannung	210	33	28
Gesamt:	2168	1283	1066

Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 2-3: Anzahl der Kurzzeitunterbrechungen zwischen einer und drei Minuten im Zeitverlauf

Viele derjenigen Verteilernetzbetreiber, die keine kurzen Versorgungsunterbrechungen meldeten, gaben hauptsächlich an, dass entweder die Unterbrechungen nicht erfasst oder zwar erfasst jedoch 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.

Im Vergleich zur Vorjahresabfrage ist die Anzahl der Verteilernetzbetreiber, die automatische Wiedereinschaltungen (AWE) erfassen, von 36 auf 42 der befragten Verteilernetzbetreiber gestiegen. Da AWE nur auf Freileitungsstrecken erfolgen, werden diese vor allem von Verteilernetzbetreibern mit überwiegend ländlicher oder ausgeglichener Netzstruktur erfasst. Für das Jahr 2019 wurden im Rahmen des Berichts 3.086 AWE gemeldet. Im Rahmen des aktuellen Berichts ist die Zahl der erfassten AWE auf 11.506 gestiegen. Dabei entfallen 92 Prozent der AWE auf zwei Netzbetreiber mit großem, überwiegend ländlichen Netzgebiet.

Auch die Anzahl der Verteilernetzbetreiber, die im Rahmen des Berichts Spannungseinbrüche gemeldet haben ist zwischen 2019 und 2020 gestiegen. Für das Jahr 2019 wurden 632 Spannungseinbrüche entsprechend der Norm EN 50162:2010 von 21 der befragten Verteilernetzbetreiber gemeldet. Für das Jahr 2020 stieg die Anzahl auf 911 Spannungseinbrüche entsprechend der Norm EN 50162:2010 von insgesamt 26 der befragten Verteilernetzbetreiber. 53 Prozent der Spannungseinbrüche sind auf einen Verteilernetzbetreiber zurückzuführen.

Die befragten Verteilernetzbetreiber hatten im Rahmen der Abfrage 2021 die Möglichkeit anzugeben, ob sie in den nächsten 5 Jahren wesentliche Entwicklungen sehen, die sich negativ auf die Spannungsqualität in ihrem Netz auswirken könnten. Elf der befragten Verteilernetzbetreiber machten hierzu keine Angabe, weitere sieben der Verteilernetzbetreiber erwarten keine wesentlichen Entwicklungen mit negativer Auswirkung auf ihr Netzgebiet. Der übrige Teil der befragten Verteilernetzbetreiber – und damit der Großteil – gaben potentielle Entwicklungen an, die möglicherweise negative Auswirkungen auf die Spannungsqualität in ihrem Verteilernetz zur Folge haben könnten. Hier wurde vor allem das Abschalten von konventionellen Kraftwerken oder die Zunahme von Netznutzern mit verbauter Leistungselektronik wie zum Beispiel Elektromobilität, Einspeiseanlagen wie PV- oder Windkraftanlagen, Schaltnetzteile oder Frequenzumrichter genannt. Folgen dieser Entwicklungen sind höhere Oberwellenbelastungen oder punktuell hohe Belastungen der Netze, welche die Spannungshaltung erschweren und zu einer Schutzabschaltung von Anlagen führen könnte. Auch Lösungsansätze für die soeben beschriebenen Entwicklungen wurden von den befragten Verteilernetzbetreibern genannt. Diese sind unter anderem die Durchführung genauerer Netzanalysen, bzw.

genauerer Messungen in Verbindung mit einer Steuerung durch intelligente Anlagen und Netzwerkzeugen, die Entmaschung der Netze, die Begrenzung der Kurzschlussleistung für Verbraucher sowie die Durchführung von Netzverstärkungen.

2.3 Systemdienstleistungen im Verteilernetz

Systemdienstleistungen können zu einer Optimierung des Netzbetriebs führen. Daher ist es für Verteilernetzbetreiber von Bedeutung, mögliche Potentiale zu eruieren. Von den befragten Verteilernetzbetreibern geben 16 an, dass sie an Pilotprojekten zur Erbringung von Systemdienstleistung in ihrem Netz beteiligt sind. Die Themenbereiche der von den 16 Verteilernetzbetreibern genannt Pilotprojekte sind hierbei unterschiedlich. Wie bereits im Vorjahresbericht aufgezeigt, sind einige der 16 Verteilernetzbetreiber an Forschungsprojekten beteiligt die durch das BMWK mit dem Forschungsprogramm „Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) gefördert werden. Ziel der SINTEG-Förderung ist es, Musterlösungen für eine intelligente Stromversorgung auf Basis Erneuerbarer Energien zu entwickeln und in der Praxis zu testen. Im Vordergrund der durch SINTEG geförderten Projekte sollen vor allem die folgenden Ziele stehen: Sicherer und effizienter Netzbetrieb bei hohen Anteilen Erneuerbarer Energien, Nutzung von Effizienz- und Flexibilitätspotenzialen (markt- und netzseitig), Effizientes und sicheres Zusammenspiel aller Akteure im intelligenten Energienetz, Effizientere Nutzung der vorhandenen Netzstruktur sowie Reduktion von Netzausbaubedarf auf der Verteilernetzebene. Ein bekanntes SINTEG-Projekt aus dem Nordosten Deutschlands ist WindNODE, in dem es unter anderem um die Aufdeckung und Nutzung (bzw. Vermarktung) von Lastverschiebungspotentialen und Potentiale der Sektorenkopplung geht.

Einige der von den 16 Verteilernetzbetreiber genannten Projekte befassen sich mit netzbetreiberübergreifendem Datenaustausch, (kurativem) Redispatch, Systemführungsstrategien, die eine höhere Auslastung des Netzes zulassen könnten oder mit der Herbeiführung von netzdienlichem Verhalten von Verbrauchseinrichtungen. Auch der Einbezug von Kleinspeichern in den Versorgungswiederaufbau wird genannt. Als bekanntes Projekt zur Netzstabilisierung mittels Datenaustausch und Koordinierung von dezentralen Flexibilitäten wurde das Projekt DA/RE aus Baden-Württemberg genannt.

Viele der im Rahmen der Befragung genannten Projekte befassen sich mit dem Potential, das sich aus der Blindleistung ergeben kann. Hier werden beispielsweise die Blindleistungsregelung und -bereitstellung genannt, um einen Beitrag zum Blindleistungshaushalt zu leisten. Auch der Einsatz von U-Q-Management, STATCOM (statischer synchroner Blindleistungskompensator) -Containern oder der (geplante) Einsatz von Kompensationsspulen wird in diesem Zusammenhang genannt.

In Bezug auf die Nutzung von Blindleistung als Steuerungsinstrument wurden die 58 Verteilernetzbetreiber korrespondierend zum Vorjahresbericht danach gefragt, ob Grenzwertverletzungen im Blindleistungsaustausch einer Strafzahlung unterliegen, bzw. eine Pönalisierung geplant sei. Bei Überschreitung der Grenzwerte planen oder verhängen – ähnlich wie im Vorjahr – 26 Verteilernetzbetreiber eine Pönale. Für nachgelagerte Netzbetreiber pönalisieren 22 der 58 befragten Netzbetreiber eine Grenzwertverletzung bereits oder haben vor, dies langfristig einzuführen.

2.4 Planungsgrundsätze für den Netzanschluss

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. Von den befragten Verteilernetzbetreibern gaben 71 Prozent an, die DIN 18015 anzuwenden. Um einen Einblick in die Kapazitätsplanung bei Netzanschlussbegehren zu erhalten, wurden sechs Musterfälle für ein Einfamilienhaus in einem Neubaugebiet mit Warmwasserbereitung erstellt. Diese reichten von einem Einfamilienhaus ohne Ladeeinrichtung und ohne Wärmepumpe bis hin zu einem Einfamilienhaus mit einer 22 kW Ladeeinrichtung und einer 4 kW Wärmepumpe. Für einen Haushalt ohne Wärmepumpe oder Ladeeinrichtung (Musterfall 1) nehmen die Verteilernetzbetreiber bei der Kapazitätsplanung eine durchschnittliche Leistung von 4,4 kW an. Wird für diesen Haushalt eine Wärmepumpe mit einer Leistung von 4 kW hinzugenommen (Musterfall 2), steigt die durchschnittliche planerische Leistung auf 6,4 kW an. Zu erkennen ist, dass die durchschnittliche Kapazitätsplanung, trotz des hinzukommen von 4kW nur um 2kW angestiegen ist. Womit im Schnitt über alle Verteilernetzbetreiber von einer angenommenen Gleichzeitigkeit für Wärmepumpen von 0,5 ausgegangen werden kann. Bei der Anschlussplanung eines Einfamilienhauses ohne Wärmepumpe jedoch angeschlossener Ladesäule mit einer Leistung in Höhe von 11 kW (Musterfall 3) bzw. 22 kW (Musterfall 5) liegt die durchschnittliche planerische Leistung bei 8,9 kW bzw. 11,9 kW. Folglich nehmen die befragten Verteilernetzbetreiber im Schnitt eine Gleichzeitigkeit von 0,4 (11 kW Ladesäule) bzw. 0,34 (22 kW Ladesäule) an. Für die Musterfälle 4 und 6, bei denen neben der 11 kW bzw. 22 kW Ladeeinrichtung zusätzlich auch eine 4 kW Wärmepumpe vorhanden ist, liegen die durchschnittlich angenommenen Gleichzeitigkeiten im Bereich der Musterfälle 3 bzw. 5.

Aus den Meldungen der 58 Verteilernetzbetreiber wurde neben dem Durchschnitt je Musterfall zusätzlich eine Berechnung der durchschnittlichen Annahmen für die drei Netzgebietskategorien – überwiegend ländliches, ausgeglichenes sowie überwiegend städtisches Netzgebiet – berechnet. Diese sind in den nachfolgenden Diagrammen aufgezeigt. Die durchschnittliche planerische Leistung in überwiegend städtischen Netzgebieten liegt dabei in allen Musterfällen deutlich über den durchschnittlichen planerischen Leistungen Netzgebieten mit einer überwiegend ländlichen oder ausgewogenen Netzstruktur.

Kapazitätsplanung bei Netzanschlussbegehren - ohne Wärmepumpe

in kW

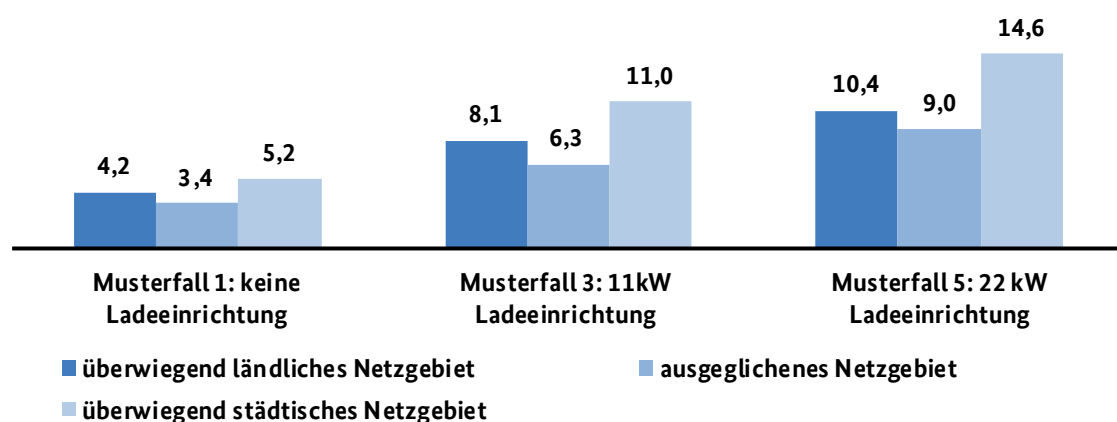


Abbildung 2-12: Kapazitätsplanung bei Netzanschlussbegehren - ohne Wärmepumpe

Kapazitätsplanung bei Netzanschlussbegehren - 4kW Wärmepumpe

in kW

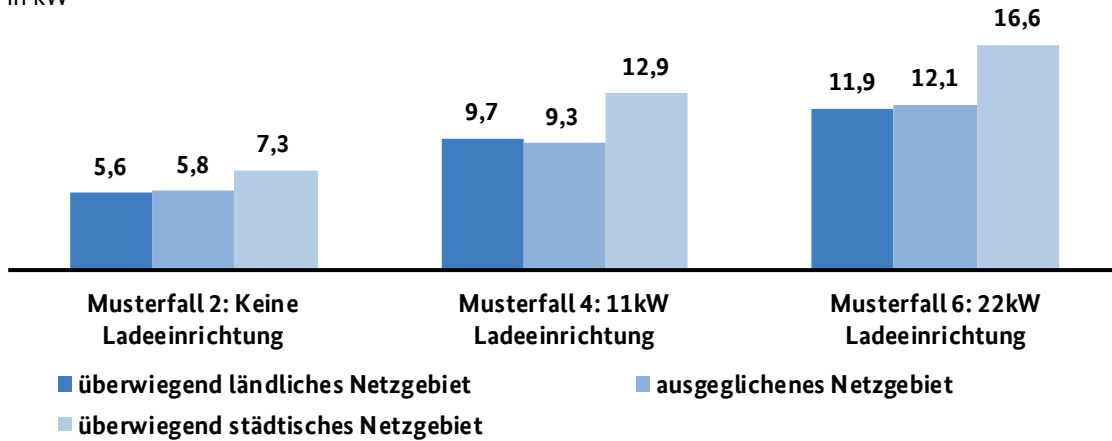


Abbildung 2-13: Kapazitätsplanung bei Netzanschlussbegehren - mit 4 kW Wärmepumpe

Für die Planung des Netzes ist es wichtig, dass dem betreffenden Verteilernetzbetreiber der Anschluss einer privaten oder öffentlichen Ladeeinrichtung gemeldet wird. Die Meldung von neuen Ladeeinrichtungen kann dabei über unterschiedliche Verfahren erfolgen. Die Netzbetreiber wurden daher befragt, ob sie Meldungen über Datenblätter, Energiebedarfsmeldungen, Installateure, ihr Kundenportal und/oder eine Netzanschlussmeldung erhalten. In nachfolgender Abbildung ist aufgeführt, wie viele der befragten Verteilernetzbetreiber Meldungen über das jeweiligen Verfahren erhalten. Die wenigsten der Verteilernetzbetreiber erhalten die Meldung einer privaten oder öffentlichen Ladeeinrichtung über Energiebedarfsanmeldungen. Im Bereich der privaten Ladeeinrichtung erhalten 51 der 58 befragten Verteilernetzbetreibe diese Information über den jeweiligen Installateur.

Im Bereich der öffentlichen Ladeeinrichtungen beziehen fünf Verteilernetzbetreiber das Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur mit ein.

Genutzte Verfahren zur Meldung von Ladeeinrichtungen

Anzahl Verteilernetzbetreiber

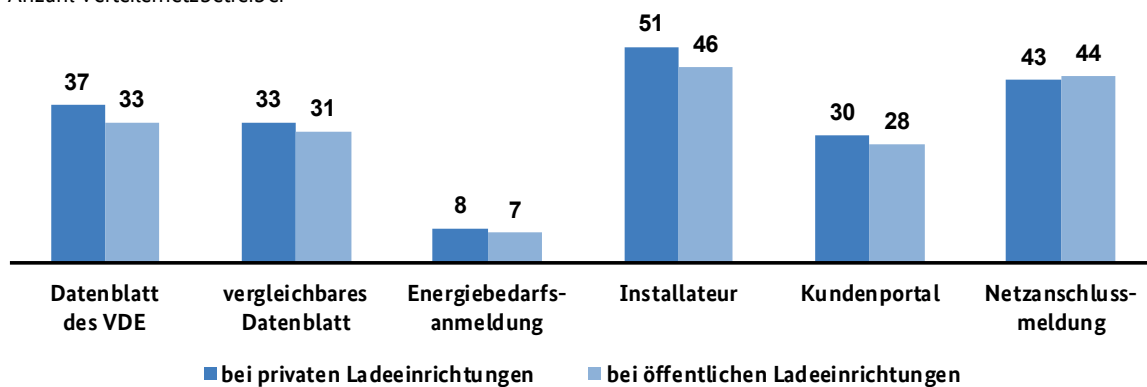


Abbildung 2-14: Genutzte Verfahren zur Meldung von Ladeeinrichtungen

Die Erfahrungen mit der Meldung von privaten Ladeeinrichtungen konnten von den befragten Verteilernetzbetreibern mit einer Skala von sehr positiv (++) über neutral (0) bis sehr negativ (--) eingeschätzt werden. 27 Verteilernetzbetreiber haben grundsätzlich positive (+) Erfahrungen mit der Meldung privater Ladeeinrichtungen gemacht, zwei weitere Verteilernetzbetreiber geben sogar sehr positive (++) Erfahrungen an. 20 Verteilernetzbetreiber gaben an, weder positive noch negative Erfahrungen (0) gemacht zu haben. Acht Verteilernetzbetreiber gaben negative (-) Erfahrungen an. Ein Verteilernetzbetreiber machte keine Angabe.

Über diese Einschätzung hinweg, weisen jedoch fast alle der befragten Verteilernetzbetreiber darauf hin, dass nicht abzuschätzen ist, wie hoch die Dunkelziffer an nicht angemeldeten Ladeeinrichtungen ist. Ein insbesondere von den Verteilernetzbetreibern mit negativen und neutralen Erfahrungen angeführter Punkt ist, dass den Netzkunden die Meldepflicht meist nicht bekannt sei. Als Gründe wird häufig angeführt, dass Installateure die Netzkunden nicht auf die Anmeldepflicht hinweisen oder Fehlinformationen aus der Öffentlichkeit dazu führen, dass eine Anmeldung für nicht notwendig gehalten wird. Ein weiterer Kritikpunkt mehrerer Verteilernetzbetreiber ist, dass die Ladeeinrichtungen die gemeldet werden durch falsch, fehlerhaft oder unvollständig ausgefüllte Meldeformulare zu einem hohen Verwaltungsaufwand seitens der Netzbetreiber führt. Das kundenseitige ausfüllen der Anmeldeformulare sei zudem aufgrund mangelnder technischer Kenntnisse in der Regel nicht ohne Hilfe möglich.

Von den 58 befragten Verteilernetzbetreibern gleichen zehn Verteilernetzbetreiber ihre gemeldeten Ladeeinrichtungen mit Zahlen des Bundeskraftfahrtamtes ab. Ziel des Abgleichs ist eine "Ahnung" zu erhalten, wie hoch der Anteil nicht gemeldeter privater Ladeeinrichtungen sein könnte. Von den Verteilernetzbetreibern wird jedoch darauf hingewiesen, dass die Datentiefe aus den öffentlich zugänglichen Daten für einen Indikator nicht ausreicht. Hierfür müssten (fahrzeug-) statistische Sonderauswertungen erstellt werden. Diese sind laut Angaben des Bundeskraftfahrtamtes in Vergangenheit aus Kapazitätsgründen nicht möglich und wären für die Verteilernetzbetreiber kostenpflichtig.

2.5 Versorgungswiederaufbau

Zu den Systemdienstleistungen innerhalb des Verteilernetzes zählt des Weiteren das Versorgungswiederaufbaukonzept. 43 der 58 befragten Verteilernetzbetreiber sind in das Netz- und Versorgungswiederaufbaukonzept ihres Übertragungsnetzbetreibers eingebunden. Dabei geben 34 der Verteilernetzbetreiber an Wiederaufbaukonzept in regelmäßiger Kommunikation mit ihrem Übertragungsnetzbetreiber abzustimmen. Bei 24 der befragten Verteilernetzbetreiber finden regelmäßige gemeinsame Trainings statt. Technische Kommunikationseinheiten werden von 6 der befragten Netzbetreiber für den Wiederaufbau vorgehalten.

Insgesamt geben 40 der 58 Verteilernetzbetreiber an, über ein eigenes Netz- und Versorgungswiederaufbaukonzept zu verfügen. In den meisten Fällen ist das Konzept in Absprache mit dem Übertragungsnetzbetreiber realisierbar. Im Bedarfsfall sind jedoch viele der Verteilernetzbetreiber in der Lage, auch ohne die Hilfe, bzw. ergänzende Maßnahmen des Übertragungsnetzbetreibers ihr Netz nach einem Schwarzfall wieder hochzufahren. Dafür werden Inselnetze geplant und schwarzstartfähige Kraftwerke in das Netz integriert. Zudem wurde im Zuge der Abfrage von Projekten berichtet, die einen „Netzwiederaufbau unter Einsatz von stationären Großbatteriespeichern in Kombination mit EEG-Anlagen und nicht schwarzstartfähigen Gas- und Dampfkraftwerken“ durchspielen.

2.6 Digitalisierung im Verteilernetz

Wie bereits im Kapitel 2.2 beschrieben, wächst der Bedarf an Daten aus dem Verteilernetz. Zusätzlich steht das Verteilernetz einer wachsenden Zahl von dezentralen Einspeisern und steuerbaren Verbrauchern gegenüber. Für den Netzbetrieb gewinnt die Digitalisierung von einzelnen Bereichen daher immer mehr an Bedeutung.

2.6.1 Digitale Netzplanung

Bei ca. 91 Prozent der befragten Verteilernetzbetreiber liegen Netzpläne aller Netzebenen bereits vollständig in digitaler Form (GIS) vor. Bei den übrigen Netzbetreibern liegen mindestens teilweise digitale Netzpläne (GIS) der Hoch-, Mittel- sowie Niederspannungsebene vor.

Die Netzbetreiber wurden befragt, ob sie ihre Netze durch Netzberechnungsprogramme erfassen. In der Hochspannungsebene wurde von 54 Verteilernetzbetreibern eine ganz oder teilweise Erfassung des eigenen Netzes über das Netzberechnungsprogramm bejaht. Bei einem Verteilernetzbetreiber ist die Erfassung des Hochspannungsnetzes im Aufbau und bei einem zweiten geplant. Die Mittelspannung wird von 52 der befragten Verteilernetzbetreiber über Netzberechnungsprogramme erfasst. Bei vier Verteilernetzbetreibern befindet sich die Erfassung der Mittelspannung im Aufbau und bei einem weiteren Verteilernetzbetreiber wird sie geplant. Im Bereich der Niederspannung ist die Erfassung durch Netzberechnungsprogramme nicht so weit fortgeschritten wie in der Hoch- und Mittelspannung. 27 der Verteilernetzbetreiber erfassen ihr Niederspannungsnetz vollständig über ein Netzberechnungsprogramm. Bei 18 Verteilernetzbetreiber befindet sich die Erfassung der Niederspannung im Aufbau und weitere 8 planen die Erfassung der Niederspannung über ein Netzberechnungsprogramm.

Für die Netzplanung verwenden die Netzbetreiber unterschiedliche Datenquellen, dabei werden die Daten in der Regel aus mehreren Quellen bezogen. Bei den Daten kann es sich um Einzelwerte oder Zeitreihen wie beispielsweise der Einspeisung von Erneuerbaren Energien handeln. Netzzustandsdaten werden derzeit von vier Netzbetreibern genutzt. Bei drei weiteren Verteilernetzbetreibern ist die Nutzung von Netzzustandsdaten gerade im Aufbau. Bei 26 der befragten Verteilernetzbetreiber ist eine Nutzung der Netzzustandsdaten auf längere Sicht geplant. Netzzustandsdaten werden somit innerhalb der Netzplanung an Bedeutung zu nehmen. Mit 49 Nennungen werden Informationen aus Schleppzeigern aktuell am häufigsten genutzt. Daten die sich aus Engpassmanagement und Einspeisezeitreihen von Erneuerbaren Energien ergeben, sind vornehmlich für Verteilernetzbetreibern mit überwiegend ländlichem Netzgebiet von Bedeutung.

Nutzung von Messwerten aus dem Netzbetrieb bei der Netzplanung

Anzahl Verteilernetzbetreiber

	Ja	Im Aufbau	Nein, aber geplant	Nein	k.A.
Einspeisezeitreihen von erneuerbaren Energien	37	5	3	13	
Einzelwerte von Netzbetriebsmitteln	44	4	1	9	
Engpassmanagement	13	3	6	36	
Netzzustandsdaten	4	3	26	24	1
Schleppzeiger	49			9	
Zeitreihen von Netzbetriebsmitteln	46	5	3	4	

Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 2-4: Nutzung von Messwerten aus dem Netzbetrieb bei der Netzplanung

Die Netzplanung erfolgt vielen der befragten Verteilernetzbetreiber nicht automatisch mittels Software. In der Hochspannungsebene setzen neun der 58 Verteilernetzbetreiber eine Software zur automatisierten Netzplanung ein. Bei einem Verteilernetzbetreiber befindet sich der Softwareeinsatz im Aufbau und zwei weitere der 58 Verteilernetzbetreiber planen den Softwareeinsatz in der Hochspannung. Perspektivisch wird der Softwareeinsatz auf den unteren Netzebenen zunehmen. Setzen hier jeweils neun, bzw. sieben der Verteilernetzbetreiber bereits Software zur automatisierten Netzplanung ein, so ist ein ebenso großer Anteil der Verteilernetzbetreiber dabei, den Softwareeinsatz aufzubauen oder plant dies.

Softwareeinsatz zur automatisierten Netzplanung

Anzahl Verteilernetzbetreiber

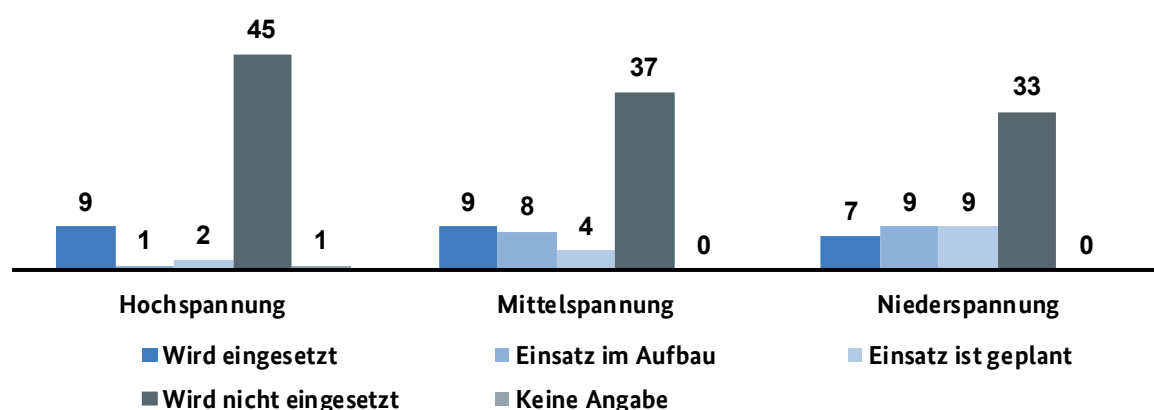


Abbildung 2-15: Softwareeinsatz zur automatisierten Netzplanung

Der überwiegende Anteil der Verteilernetzbetreiber stellt bereits digitale Schnittstellen, Online-Portale oder Applikationen (Apps) zur Verfügung. Für Bauunternehmer sowie Energieverbraucher stellen über 80 Prozent

der Verteilernetzbetreiber digitale Schnittstellen zur Verfügung. Für Einspeiser und Installateure sind es jeweils über 70 Prozent der befragten Verteilernetzbetreiber.

Angebot digitaler Schnittstellen nach Kundensegment

Anzahl Verteilernetzbetreiber in Prozent

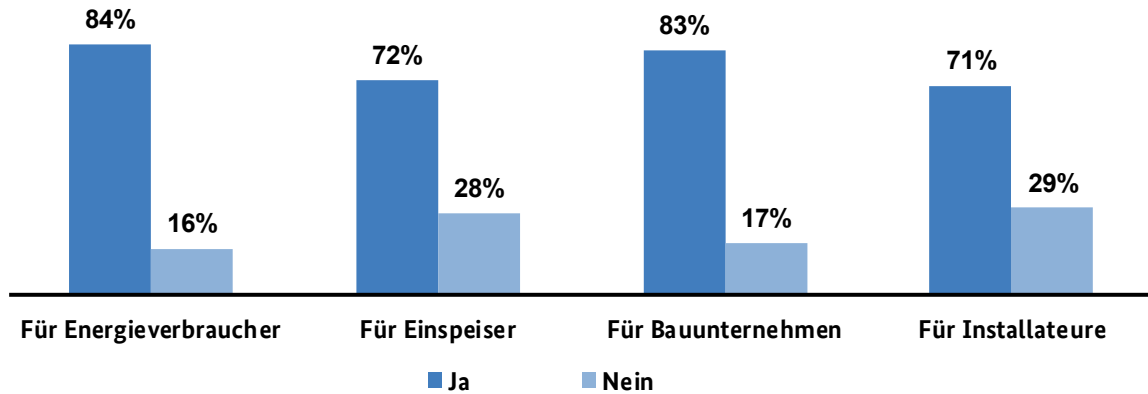


Abbildung 2-16: Angebot digitaler Schnittstellen nach Kundensegment

2.6.2 Einsatz von Künstlicher Intelligenz im Verteilernetz

Im Rahmen der Abfrage konnten die befragten Verteilernetzbetreiber für die verschiedenen Anwendungsfelder Predictive Maintenance, Netzauslastungsprognosen, Netzplanung sowie Sicherheitsmaßnahmen (Cybersecurity) angeben, ob sie Künstliche Intelligenz (KI) einsetzen. Zudem konnten die Verteilernetzbetreiber bei Bedarf ein weiteres Anwendungsfeld je Netzebene melden. Der Großteil der Verteilernetzbetreiber gibt an, keine KI einzusetzen oder dessen Einsatz zu planen. Insgesamt zeigt sich, dass KI in den verschiedenen Anwendungsfeldern derzeit nur von einzelnen Verteilernetzbetreibern, bzw. einer einstimmigen Anzahl von Netzbetreibern genutzt oder die Nutzung vorbereitet wird. Vier der befragten Verteilernetzbetreiber berichteten im Rahmen der Abfrage von Projekten zum Themengebiet der KI. Hier werden die satellitengestützte Freileitungsüberwachung, intelligente (selbstlernende) Videoüberwachung in Umspannwerken, Inspektion von Hochspannungsmasten mittels Drohnenüberflügen, Predictive Maintenance, Prognose von Lasten mittels künstlicher neuronaler Netze sowie Projekte zu Optimierungsalgorithmen bei der Netzplanung erwähnt.

Die eher wenig fortschreitende Nutzung von künstlicher Intelligenz im Verteilernetz lässt vermuten, dass Hemmnisse bestehen könnten, die die Verteilernetzbetreiber in diesem Bereich zurückhalten. Aus diesem Grund wurden die Verteilernetzbetreiber befragt, ob sie die Bereiche Mangel an maschinenlesbaren Daten, Kosten-Nutzen-Verhältnis, Nachvollziehbarkeit eingesetzter Algorithmen sowie Zugang zu Fachkräften als potentiell Hemmnisse ansehen. Das Thema, mit dem sich die Verteilernetzbetreiber am häufigsten auseinandergesetzt haben, ist der Mangel an maschinenlesbaren Daten. Dort gaben 28 der 58 Verteilernetzbetreiber an, Hemmnisse zu sehen. Bezüglich der anderen oben genannten abgefragten Bereiche gab jeweils ungefähr die Hälfte der Verteilernetzbetreiber an, keine Aussage geben zu können.

2.7 Sonstige Investitionen in das Verteilernetz

Die Verteilernetzbetreiber wurden nach großen Investitionsprojekten befragt, die nicht direkt dem erwarteten Ausbau des Verteilernetzes (siehe Kapitel 1) zugeordnet werden können. 28 der 58 befragten

Verteilernetzbetreiber gaben an, solche Investitionen in den kommenden Jahren zu planen. Hierbei wurden beispielsweise der Bau von Verwaltungsgebäuden, Logistikzentren, Parkhäusern und Netzleitzentren, der Aufbau von Onlineportalen, Investitionen in Software (-aktualisierungen) oder die Vorbereitung auf Redispatch 2.0 sowie 450 MHz-Frequenz genannt.

3 Bericht zur Entwicklung der Auslastung des Verteilernetzes

3.1 Verbrauchsbedingte Kapazitätsengpässe sowie Grenzwertverletzungen

Aufgrund der Energiewende ist die Auslastung der Bestandsnetze eine wichtige zu betrachtende Größe geworden. Die Auslastung - bzw. eine Überlastung - signalisiert einem Verteilernetzbetreiber ob und wenn, wie viele/große Verbraucher oder Erzeuger an das Netz noch angeschlossen werden können, bevor es optimiert, verstärkt oder ausgebaut werden muss. Zwei Größen spielen bekanntlich in der Elektrotechnik eine besondere Rolle: Strom und Spannung. Ein zu hoher Strom auf den Kabeln/ Leiterseilen (Kapazitätsengpass) würde diese zu stark erhitzen und somit zu Schäden an Betriebsmitteln führen. Eine zu hohe oder zu niedrige Spannung im Netz (Grenzwertverletzung) verursacht Störungen oder gar Schäden an Verbrauchern und Erzeugern.

Einleitend zum Themenkomplex der Auslastung des Verteilernetzes – insbesondere bezüglich der wachsenden Ladeinfrastruktur – werden zunächst Engpässe und Grenzwertverletzungen, die aufgrund einer verbrauchsbedingten Auslastung hervorgerufen werden, betrachtet. Der Blick liegt dabei auf derzeit bestehenden und für die nächsten fünf Jahre prognostizierten verbrauchsbedingte Kapazitätsengpässe sowie Grenzwertverletzungen. Auch in der diesjährigen Befragung der 58 Verteilernetzbetreiber wurde daher nach vorhandenen verbrauchsbedingten Kapazitätsengpässen sowie Grenzwertverletzungen je Netzebene gefragt. Hierbei konnten die Verteilernetzbetreiber im Rahmen der Abfrage 2021 die Anzahl der betroffenen Leitungsabschnitte melden und angeben, wie sie solchen Engpässen, bzw. Grenzwertverletzungen entgegneten. Der Großteil der Verteilernetzbetreiber meldete nur sehr wenige bis keine verbrauchsbedingten Kapazitätsengpässe bzw. Grenzwertverletzungen. In der Hochspannungsnetzebene bestehen in 19 Leitungsabschnitten verbrauchsbedingte Netzengpässe. Diesen soll laut Angaben der Verteilernetzbetreiber überwiegend mit Netzoptimierung- und Verstärkung begegnet werden. Wie in der nachfolgenden Abbildung zu sehen ist, wird ein Anstieg der verbrauchsbedingten Engpässe in den unteren Netzebenen – insbesondere in der Niederspannung erwartet. Interessant ist, dass diese jedoch nur durch wenige Verteilernetzbetreiber prognostiziert werden. So werden 83 Prozent der fast 500 Leitungsabschnitte mit erwarteten verbrauchsbedingten Kapazitätsengpass in der Niederspannung von nur zwei Verteilernetzbetreibern mit ausgeglichener Netzstruktur gemeldet. Den prognostizierten Kapazitätsengpässen sollen in der Mittelspannung zu 71 Prozent mit Ausbau und 29 Prozent mit Optimierung und Verstärkung begegnet werden. In der Niederspannung sollen 51 Prozent der prognostizierten Kapazitätsengpässe mit Optimierung und Verstärkung, 36 Prozent mit Anwendung des § 14a EnWG sowie 13 Prozent mit Netzausbau begegnet werden.

Bei den gemeldeten Leitungsabschnitten mit bestehender und prognostizierter verbrauchsbedingter Grenzwertverletzungen verhält es sich korrespondierend. Auch hier bestehen heute nur bei wenigen bis hin zu keinen Leitungsabschnitten verbrauchsbedingte Grenzwertverletzung in den verschiedenen Netzebenen. Für die Netzebene Mittelspannung, mit 160 (+154) prognostizierten Grenzwertverletzungen sowie der Netzebene Niederspannung mit 580 (+548) prognostizierten Grenzwertverletzungen wird demnach ein deutlicher Anstieg erwartet. Die hohe Anzahl von erwarteten verbrauchsbedingten Grenzwertverletzungen

verteilt sich ebenfalls auf eine sehr geringe Anzahl der befragten Verteilernetzbetreiber. Die Verteilernetzbetreiber, die eine hohe Anzahl an Leitungsabschnitten mit Kapazitätsengpässen prognostizieren, sind nicht identisch mit den Verteilernetzbetreibern, die eine hohe Anzahl von verbrauchsbedingten Grenzwertverletzungen erwarten. Letztere gehören eher zu Verteilernetzbetreibern, deren Versorgungsgebiet überwiegend ländlicher Struktur ist. Auf der Mittelspannungsebene soll diesen Grenzwertverletzungen hauptsächlich mit Netzausbau (ca. 63 Prozent), sowie mit Netzoptimierung- und Verstärkung (ca. 37 Prozent) begegnet werden. In der Niederspannung soll eher optimiert und verstärkt (ca. 65 Prozent) als ausgebaut (ca. 32 Prozent) werden. Die Anwendung des § 14a EnWG spielt mit unter 4 Prozent der Leitungsabschnitte mit prognostizierter Grenzwertverletzung eine eher untergeordnete Rolle.

Verbrauchsbedingte Kapazitätsengpässe

Anzahl Leitungsabschnitte

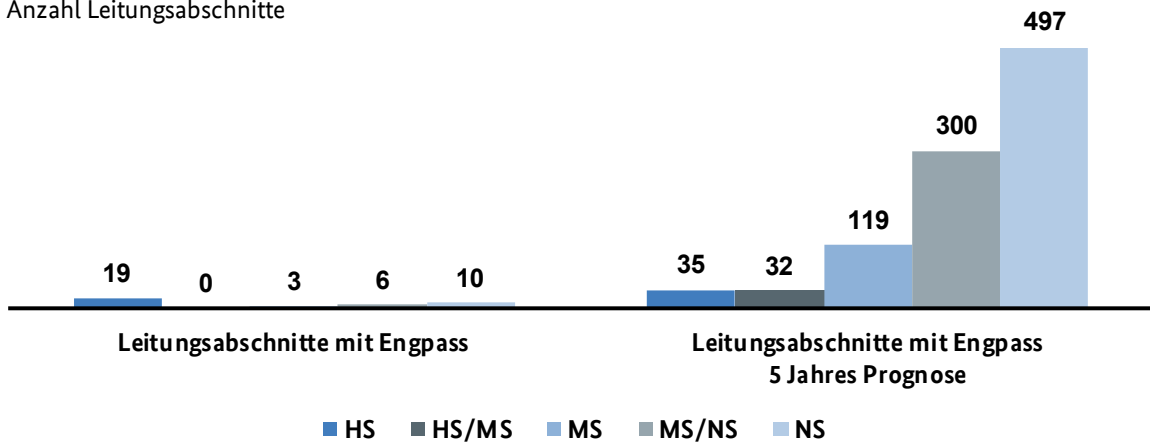


Abbildung 3-1: Bestehende und prognostizierte verbrauchsbedingte Kapazitätsengpässe

Verbrauchsbedingte Grenzwertverletzungen

Anzahl Leitungsabschnitte

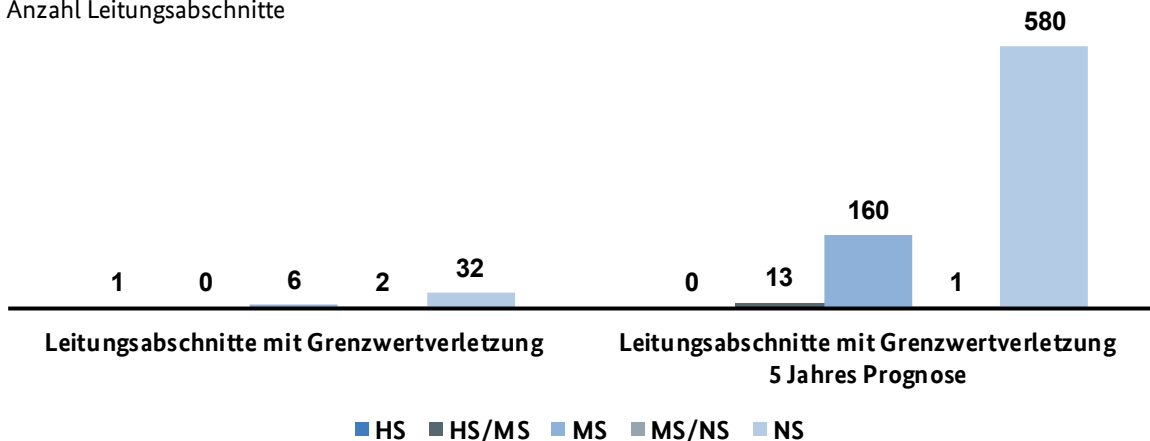


Abbildung 3-2: Bestehende und prognostizierte verbrauchsbedingte Grenzwertverletzungen

3.2 Erwartete Entwicklung bezüglich der Integration von Ladeinfrastruktur

Die Entwicklungen zum Themengebiet der Elektromobilität im Verteilernetz stehen im Rahmen der Abfrage 2021 weiterhin im Fokus. Da die Verteilernetzbetreiber zu Anfang der Befragung ihre Verteilernetzstruktur als

überwiegend ländlich, ausgeglichen oder überwiegend städtisch eingestuft haben, können die erhaltenen Erkenntnisse zur aktuellen und erwarteten Entwicklung zur Integration von Ladeinfrastruktur in diese Netzstrukturen separiert werden.

Von den befragten 58 Verteilernetzbetreiber geben 34 im Rahmen der Abfrage an, dass aktuell ein Bedarf an Netzausbau besteht, der auf den Zubau von Ladeinfrastruktur zurück zu führen ist. Bei Verteilernetzbetreibern mit ausgeglichener oder überwiegend städtischer Netzstruktur liegt der Anteil der Verteilernetzbetreiber mit aktuellem Ausbaubedarf aufgrund von Ladeinfrastruktur jeweils bei ungefähr der Hälfte der Verteilernetzbetreiber. Bei Verteilernetzbetreibern mit überwiegend ländlichem Netzgebiet besteht bei ca. 80 Prozent ein aktueller Bedarf.

Die 58 Verteilernetzbetreiber wurden im Rahmen der Abfrage nach der erwarteten Elektromobilitätsdurchdringung für das Jahr 2026 (fünf Jahre) sowie das Jahr 2031 (zehn Jahre) gefragt. Hierbei gab es die Möglichkeit die Durchdringung in fünf Prozent Schritten auszuwählen. Für die nächsten fünf Jahre gaben 14 Verteilernetzbetreiber, bzw. für die nächsten zehn Jahre elf Verteilernetzbetreiber keine Antwort. Der überwiegende Anteil der Verteilernetzbetreiber erwartet für 2026 eine Elektromobilitätsdurchdringung zwischen fünf und zehn Prozent. Die von den befragten Verteilernetzbetreibern erwartete Elektromobilitätsdurchdringung für das Jahr 2026 (fünf Jahre) liegt im Schnitt bei neun Prozent. Die erwartete Elektromobilitätsdurchdringung in zehn Jahren liegt weiter auseinander, dabei geben die meisten Verteilernetzbetreiber eine Durchdringung zwischen 10 und 30 Prozent an. Die durchschnittlich erwartete Durchdringung für das Jahr 2031 (zehn Jahre) liegt bei 21 Prozent. Damit liegt die erwartete Durchdringung beispielsweise bereits etwas höher, als die im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2019-2030 (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr 2030 angesetzte Durchdringung von 15 Prozent.

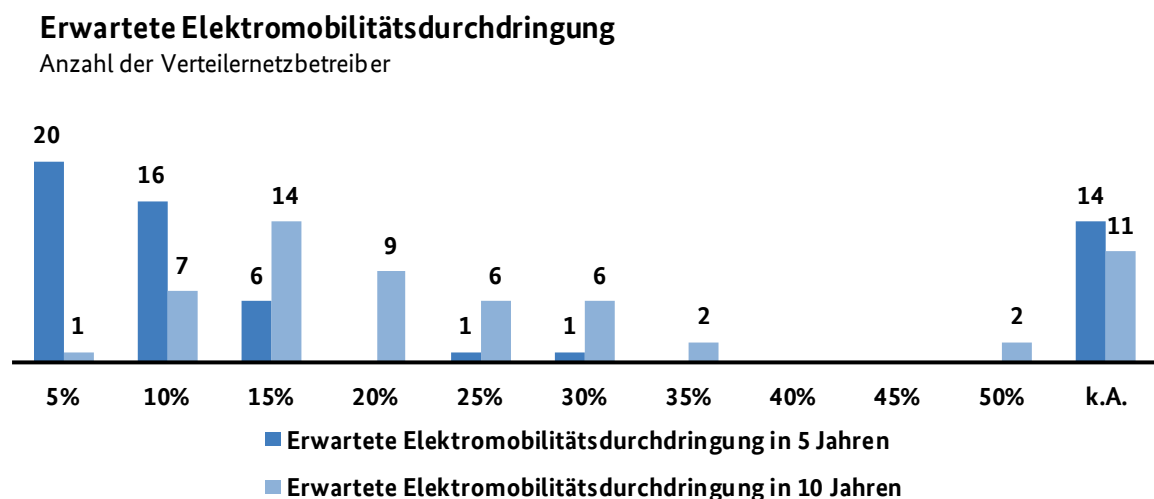


Abbildung 3-3: Erwartete Elektromobilitätsdurchdringung

Die Basis, aufgrund derer die jeweilige Elektromobilitätsdurchdringung ermittelt wurde, ist hierbei unterschiedlich und reicht von Zielen der Bundesregierung und öffentlichen Institutionen über externe Studien bis hin zu eigenen Studien. Dabei ist die von den Verteilernetzbetreibern zur Prognose verwendete Datenbasis bis zu fünf Jahre alt, bei dem überwiegenden Anteil der befragten Verteilernetzbetreiber jedoch deutlich aktueller.

Zusätzlich geben 39 der befragten VNB geben an, derzeit an Studien zur besseren Netzintegration von Elektromobilen teilzunehmen oder diese durchzuführen. Dabei stehen unterschiedliche Studienziele im Fokus. Viele der Studien befassen sich mit der Optimierung der Netzintegrität. Hier werden Studien zu möglichen Anreizen und Lademanagement – unter anderem mit der Hilfe von Künstlicher Intelligenz – durchgeführt. Des Weiteren werden Studien genannt, die sich damit befassen, eine bessere Festlegung von beispielsweise Gleichzeitigkeitsfaktoren zu ermöglichen sowie bessere Netzprognosen zu erstellen. Ferner werden Studien zum bidirektionalen Laden (rückspeisefähige E-Fahrzeuge) durchgeführt.

3.3 EE-Anlagen im Verteilernetz

Im Rahmen der Abfrage 2021 wurde die Anzahl der angeschlossenen Erneuerbaren Energien Anlagen und deren installierte Leistung abgefragt. In der Niederspannung geben die 58 Verteilernetzbetreiber insgesamt 1,35 Mio. angeschlossene EE-Anlagen mit einer durchschnittlichen installierten Leistung in Höhe von 17,03 kW an. In der Mittelspannung sind 61.860 EE-Anlagen mit einer durchschnittlichen installierten Leistung in Höhe von 836,76 kW, sowie in der Hochspannung 9.547 Anlagen mit einer durchschnittlichen installierten Leistung in Höhe von 3.141,15 kW angeschlossen. Insgesamt sind damit 104,76 GW aus Erneuerbaren Energien Anlagen an das Verteilernetz der befragten Netzbetreiber angeschlossen.

An das Verteilernetz angeschlossene Erneuerbare Energien Anlagen (EE-Anlagen)

	Anzahl angeschlossene EE-Anlagen	durchschnittlich installierte Leistung (kW)	insgesamt installierte Leistung (GW)
Hochspannung	9.547	3.141,15	29,99
Mittelspannung	61.860	836,76	51,71
Niederspannung	1.351.010	17,03	23,01

Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 3-1: An das Verteilernetz angeschlossene Erneuerbaren Energien Anlagen (EE-Anlagen)

Das Verteilernetz der befragten Netzbetreiber verfügt über 342.170 Umspannstationen von Mittelspannung auf Niederspannung. Für die Umspannung Hochspannung auf Mittelspannung wurde neben der Anzahl der Umspannstationen zusätzlich gemeldet, wie viele der Stationen ausschließlich oder überwiegend der Einbindung von EE-Anlagen dienen. Von den insgesamt 3.589 Umspannstationen von Hoch- auf Mittelspannung dienen 1.076 Stationen mindestens überwiegend der Einbindung von EE-Anlagen. Diese liegen zu 37 Prozent in Netzgebieten mit überwiegend ländlicher Struktur und zu 63 Prozent in ausgeglichenen Netzgebieten. Hierbei ist auffällig, dass der Anteil von Umspannstationen zur EE-Anlagen Integration bei einzelnen ländlichen Verteilernetzbetreibern bis zu 65 Prozent ihrer betriebenen Stationen ausmacht.

3.4 Entwicklung von Ein- und Ausspeisung

Zusätzlich zu der Anzahl der aktuell angeschlossenen Leistung von EE-Anlagen konnten die Verteilernetzbetreiber Prognosewerte für die voraussichtlich in 2031 installierte Leistung angeben. Für 2031 prognostizieren die VNB für das Gesamtnetz 158,7 GW. Dabei wird für die Hochspannungsebene nahezu eine Verdopplung der aktuell installierten Leistung von 30 GW auf 58,1 GW angenommen. In den Netzebenen

Mittel und Niederspannung wird ein Anstieg um ca. 35 Prozent erwartet. Damit liegt die von den Verteilernetzbetreibern erwartete installierte Leistung in der Mittelspannung bei rund 69,5 GW und in der Niederspannung bei 31,0 GW. Die im Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung beabsichtigten Ausbauziele lassen zukünftig weitere signifikante Steigerungen erwarten.

Der überwiegende Anteil der befragten Verteilernetzbetreiber erstellt Szenarien zur regionalen Entwicklung der Stromerzeugung aus Wind- und PV-Anlagen – oder lässt diese erstellen. Dabei ist der Anteil der Verteilernetzbetreiber, die Szenarien erstellen oder erstellen lassen, bei Verteilernetzbetreibern mit einer überwiegend ländlichen Netzstruktur mit 76 Prozent sehr hoch. Bei Verteilernetzbetreibern mit einer überwiegend städtischen Netzstruktur liegt der Anteil bei 35 Prozent. Im ausgeglichenen Netzgebiet erstellen ungefähr 40 Prozent dieser Verteilernetzbetreiber Szenarien zur Stromerzeugung aus Wind- und PV-Anlagen.

Von Interesse ist, welche Lastveränderungen die befragten Verteilernetzbetreiber für die nächsten fünf Jahre bezüglich Wärmepumpen, Speichern sowie dem Bereich Elektromobilität erwarten. Im Rahmen der Abfrage konnten die Verteilernetzbetreiber ihre Erwartung in fünf Stufen zwischen stark steigend (++) bis hin zu stark abnehmend (--) angeben. Wie in der nachfolgenden Abbildung zu sehen ist, gehen fast alle der befragten Verteilernetzbetreiber davon aus, dass die Lastveränderung auf Grund von Elektromobilität steigen, bzw. sogar stark ansteigen wird. Ebenso erwarteten 53 Verteilernetzbetreiber einen Lastanstieg bezüglich Wärmepumpen. Hier geht der überwiegende Teil jedoch nicht von einem starken Lastanstieg aus. Im Bereich der am Netz angeschlossenen Speicher gehen 27 der befragten Verteilernetzbetreiber von einer gleichbleibenden sowie 29 der Verteilernetzbetreiber von einer (stark) steigenden Last im Verteilernetz aus. Zwei der Verteilernetzbetreiber gehen hingegen von einer Lastabnahme aus.

Erwartete Lastveränderung in den nächsten 5 Jahren

Anzahl Verteilernetzbetreiber

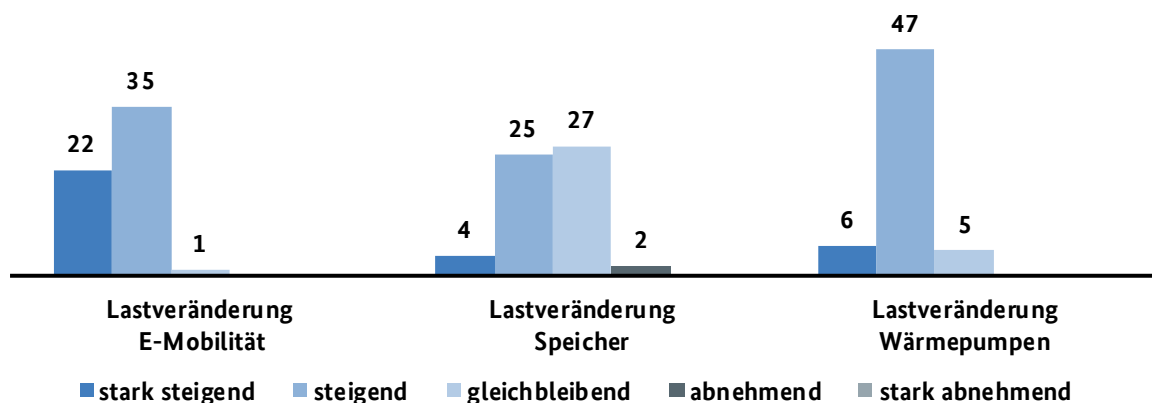


Abbildung 3-4: Erwartete Lastveränderung in den nächsten 5 Jahren

Nach § 14 Abs. 1 b EnWG a.F. haben Betreiber von Hochspannungsnetzen ihre Planungsgrundlagen zur Entwicklung von Ein- und Ausspeisung in den nächsten zehn Jahren der Bundesnetzagentur zu übermitteln. Die Verteilernetzbetreiber konnten im Rahmen der Abfrage Angaben zur Ein- und Ausspeisesituation für ihr Netz machen. Da es unter den befragten Verteilernetzbetreibern Netzbetreiber gibt, deren Ein- und Ausspeisesituation im eigenen Netzgebiet gravierend unterschiedlich ist, wurde für diese die Möglichkeit geschaffen, ihr Gesamtnetz in Teilnetze aufzuteilen. Ziel der Abfrage ist es, den Treiber des Netzausbaus auf

Verteilernetzebene herausstellen zu können. Hierzu gehört insbesondere die Frage, ob der Ausbau der Verteilernetze überwiegend einspeise- oder lastbedingt erfolgt.

Im Rahmen der Abfrage 2021 meldeten die befragten Verteilernetzbetreiber zwei Differenzwerte. Der erste Differenzwert entspricht der größten Differenz im Jahr 2020 zwischen der Verbrauchsleistung und der Einspeiseleistung aus konventionellen Anlagen sowie aus Erneuerbaren Energien Anlagen. Diese Differenz entspricht somit dem Bezug aus dem vorgelagerten Netz, um die Lastnachfrage im eigenen Netzgebiet bzw. Teilnetzgebiet zu decken.

Analog dazu wurde die größte Differenz zwischen Einspeiseleistung –aus konventionellen Anlagen und Erneuerbaren Energien Anlagen– und der Verbrauchsleistung abgefragt. Diese Differenz entspricht dem höchsten Einspeiseüberhang in 2020, der im eigenen Netz nicht verbraucht werden konnte und an andere Netze weitergegeben werden musste. Die Systematik wird in Abbildung 3-5 verdeutlicht.

Beispielabbildung für Nachfrage- und Einspeiseüberhang

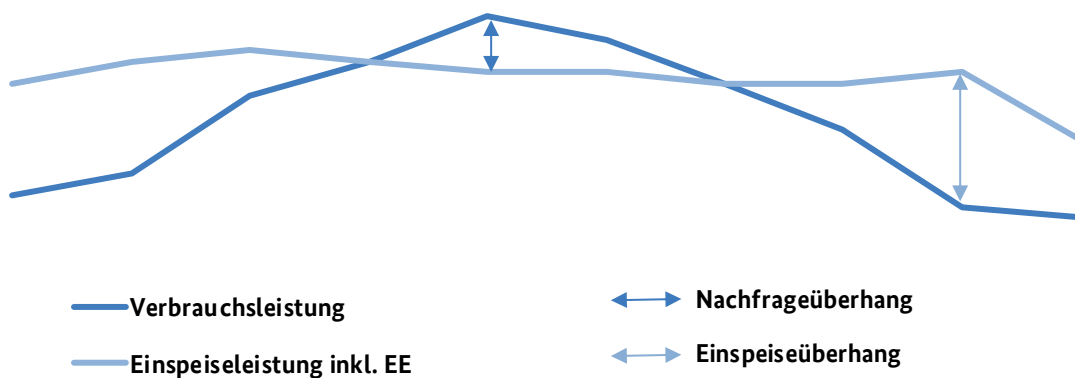


Abbildung 3-5: Beispielabbildung für Nachfrage- und Einspeiseüberhang

Hinsichtlich der heutigen Situation lässt sich feststellen, dass die Treiber der Netzbelastung regional unterschiedlich ausfallen. Hier lässt sich zum einen ein Unterschied zwischen Verteilernetzbetreibern mit eher städtischen und eher ländlichen Versorgungsgebieten feststellen, zum anderen besteht auch ein Unterschied je nach geographischer Lage innerhalb Deutschlands.

Bei städtischen Netzbetreibern ist festzuhalten, dass die Netzbelastung hauptsächlich durch die Verbrauchsleistung bestimmt ist. Dies gilt unabhängig von der geographischen Lage des Netzes in Deutschland. Bei Verteilernetzbetreiber mit ausgeglichenem oder eher ländlichen Netzgebiet hängt der Treiber der Netzbelastung stark davon ab, welche Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur im jeweiligen Netzgebiet vorherrscht. Dies unterscheidet sich je nach geographischer Lage erheblich, wie die folgende Karte zeigt. Sie zeigt die aggregierten Differenzen für alle Netzbetreiber mit ausgeglichenem oder ländlichen Versorgungsgebiet, deren Sitz dem jeweiligen Postleitzahlengebiet zuzuordnen ist.

Einspeise- und Lastüberhang in ländlichen/ausgeglichenen Netzgebieten

Summe der Maximalwerte aller im Postleitzahlengebiet ansässigen Netzbetreiber 2020 in GW

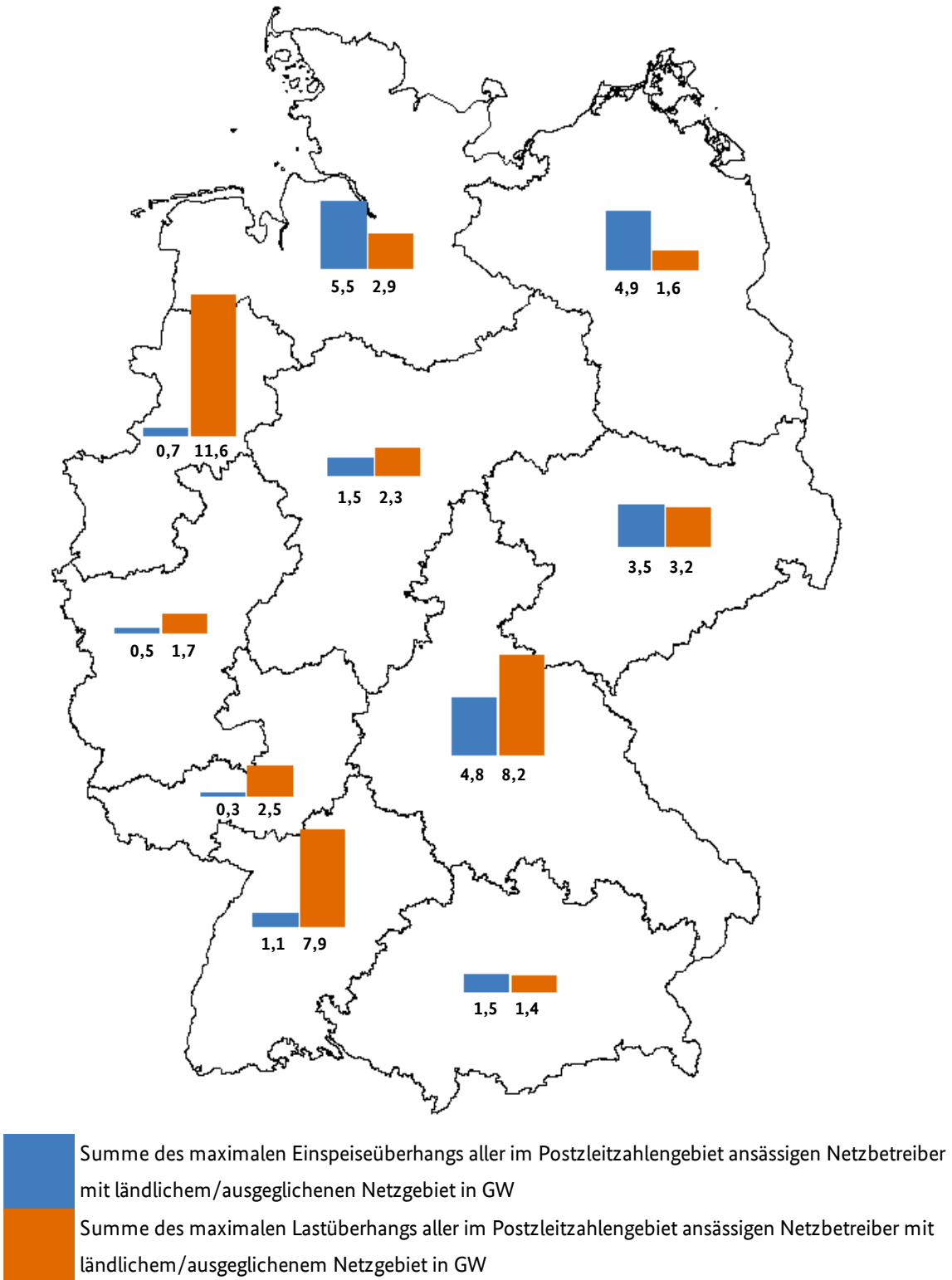


Abbildung 3-6: Einspeise- und Lastüberhang in ländlichen/ausgeglichenen Netzgebieten

Auffällig ist, dass bei den ländlich beziehungsweise ausgeglichen strukturierten Netzbetreibern im Norden Deutschlands die Abgabespitzen ins vorgelagerte Netz die Bezugsspitzen deutlich übersteigen. Grund hierfür ist die hohe Anzahl an Windenergieanlagen kombiniert mit einer –aufgrund der ländlichen Gebietsstruktur– geringen Anzahl an Lastenabnehmern. Im Süden und Osten des Landes fallen im Laufe des Jahres der maximale Einspeiseüberhang als auch der maximale Lastüberhang ungefähr identisch aus. Für Mittel- und Westdeutschland fallen deutliche Bezugsspitzen auf, während die Abgabespitzen eher gering ausfallen. Dieser Nachfrageüberhang ist insbesondere in Netzgebieten mit hoher Industriedichte zu sehen, in denen viele konventionelle Kraftwerke vom Netz genommen wurden. Angemerkt sei an dieser Stelle, dass die dargestellten maximalen Einspeise- und Lastüberhänge des Jahres 2020 nicht gleichzeitig vorgelegen haben und damit nicht die tatsächliche Abgabe bzw. den tatsächlichen Bezug ins Übertragungsnetz darstellen.

Zusätzlich zu den in 2020 gemessenen Differenzen wurde die von den Verteilernetzbetreibern erwartete Entwicklung in zehn Jahren abgefragt. Hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung erwarten die befragten Verteilernetzbetreiber vor allem im ländlichen Norden eine sehr hohe Zunahme des Einspeiseüberhangs. In geringerem Maße ist dies auch in Ostdeutschland der Fall. Aufgrund der erwarteten Abschaltung weiterer Kraftwerke lässt sich dagegen in Westdeutschland das Gegenteil beobachten, dort erwarten die Netzbetreiber eine weitere Zunahme der Bezugsspitzen. In großen städtischen Gebieten wird unabhängig von der geographischen Lage ein steigender Lastüberhang erwartet.

Abschließend kann somit für die nächsten zehn Jahre weiterhin mit einem einspeisebedingten Netzausbau im nordöstlichen Deutschland ausgegangen werden. Für die industriestarken Bereiche des Westens ist ein lastgetriebener Netzausbau zu erwarten. Dies gilt ebenso für die meisten restlichen Teile Deutschlands, wenn auch in deutlich geringerem Ausmaß.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Erwarteter Verteilernetzausbaubedarf je Netzebene	11
Abbildung 1-2: Gemeldete Verzögerungsgründe	15
Abbildung 1-3: Hochspannungsnetzausbau im Zeitverlauf	16
Abbildung 1-4: 110 kV Hochspannungsleitungen und Engpassregionen	17
Abbildung 1-5: Darstellung der Netzgebiete mit einem erwarteten Netzausbaubedarf der Hochspannung über 100 Mio. Euro.....	19
Abbildung 1-6: Ausbaukosten des Hochspannungsnetzausbaus in Euro pro Kilometer bestehendem Hochspannungsnetz	21
Abbildung 2-1: Verzögerte Maßnahmen aufgrund der pandemischen Lage	23
Abbildung 2-2: Zentrale Erfassung von Schaltzuständen	24
Abbildung 2-3: Zentral erfasste Netzzustandsdaten kritischer Netzbereiche	25
Abbildung 2-4: Dauerhafte Speicherung zentral erfasster Netzzustandsdaten.....	25
Abbildung 2-5: Von zentraler Stelle schaltbare Betriebsmittel.....	26
Abbildung 2-6: Manuelle Steuerung von Verbrauchern	27
Abbildung 2-7: Manuelle Steuerung von Erzeugern	27
Abbildung 2-8: Einsatz von 450MHz als Übertragungstechnologie	28
Abbildung 2-9: Durchführungsintervall von Netzauslastungsprognosen	29
Abbildung 2-10: Ergreifung technischer Maßnahmen zur besseren Bestandsnetzauslastung	30
Abbildung 2-11: Gebiete mit Spitzenkappungseinsatz.....	32
Abbildung 2-12: Kapazitätsplanung bei Netzanschlussbegehren - ohne Wärmepumpe.....	37
Abbildung 2-13: Kapazitätsplanung bei Netzanschlussbegehren - mit 4 kW Wärmepumpe	38
Abbildung 2-14: Genutzte Verfahren zur Meldung von Ladeeinrichtungen	38
Abbildung 2-15: Softwareeinsatz zur automatisierten Netzplanung.....	41
Abbildung 2-16: Angebot digitaler Schnittstellen nach Kundensegment	42
Abbildung 3-1: Bestehende und prognostizierte verbrauchsbedingte Kapazitätsengpässe	44
Abbildung 3-2: Bestehende und prognostizierte verbrauchsbedingte Grenzwertverletzungen	44
Abbildung 3-3: Erwartete Elektromobilitätsdurchdringung.....	45
Abbildung 3-4: Erwartete Lastveränderung in den nächsten 5 Jahren	47
Abbildung 3-5: Beispielabbildung für Nachfrage- und Einspeiseüberhang.....	48
Abbildung 3-6: Einspeise- und Lastüberhang in ländlichen/ausgeglichenen Netzgebieten.....	49

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1: Erwarteter Verteilernetzausbau mit Erhöhung der Übertragungskapazität	10
Tabelle 1-2: Erwarteter Verteilernetzausbaubedarf nach Netzebene und Meldungsart	12
Tabelle 1-3: Clustereinteilung der erwarteten Netzausbaukosten für die nächsten zehn Jahre	14
Tabelle 1-4: Verzögert gemeldete Maßnahmen je Netzebene.....	15
Tabelle 1-5: Hochspannungsnetzausbau - Verteilernetzbetreiber mit einem erwarteten Netzausbau über 100 Mio. Euro.....	18
Tabelle 2-1: Einsatz technischer Maßnahmen zur besseren Bestandsnetzauslastung	31
Tabelle 2-2: Anzahl der Kurzzeitunterbrechungen unter einer Minute im Zeitverlauf	34
Tabelle 2-3: Anzahl der Kurzzeitunterbrechungen zwischen einer und drei Minuten im Zeitverlauf	35
Tabelle 2-4: Nutzung von Messwerten aus dem Netzbetrieb bei der Netzplanung.....	41
Tabelle 3-1: An das Verteilernetz angeschlossene Erneuerbaren Energien Anlagen (EE-Anlagen).....	46

Glossar

Bidirektionales Laden	<p>Bidirektionales Laden heißt, dass Batterien von Elektrofahrzeugen nicht nur beladen, sondern auch entladen werden können. So kann der Strom auch kontrolliert aus der Fahrzeugbatterie wieder zurück über die Ladesäule ins Stromnetz oder eigene Haus fließen.</p> <p>Bidirektionales Laden ermöglicht, die Batterie des Elektrofahrzeugs als Speicher für überschüssige Energie aus dem Stromnetz oder einer lokalen regenerativen Quelle zu nutzen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder ins Netz abzugeben. Das Elektrofahrzeug kann so zum Beispiel zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen zur Netzstabilisierung eingesetzt werden.</p> <p>Zum bidirektionalen Laden muss sowohl das Elektrofahrzeug als auch die Ladeeinrichtung die erforderlichen technischen Voraussetzungen erfüllen, die insbesondere die kommunikative Anbindung betreffen. Aktuell gibt es noch wenige Produkte, die eine Steuerung des Batteriemangements im Elektrofahrzeug durch ein externes Energiemanagement ermöglichen.</p>
Einspeiseüberhang	<p>Größte positive Differenz zwischen Einspeiseleistung inkl. EE-Einspeisung vermindert um die Verbrauchsleistung im eigenen Netz.</p>
Elektromobilitätsdurchdringung	<p>Die Elektromobilitätsdurchdringung beschreibt, wie stark elektrische Antriebe in einer Region im Vergleich zu anderen Antriebformen im Verkehr verbreitet sind. Eine hohe Durchdringung mit Elektromobiltät führt zu höheren Stromverbräuchen und geht durch die für batterieelektrische Fahrzeuge benötigte Ladeinfrastruktur mit einer Erhöhung der Anschlussleistung in den Verteilernetzen einher, wodurch Netzausbaubedarf entstehen kann.</p>
Freileitungsmonitoring	<p>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.</p>
Individuelle Reduktionsfaktoren	<p>Nach FNN-Hinweis: Pauschales Verfahren zur Anwendung der Spitzenkappung bei dem kein bundeseinheitlicher, sondern ein individueller Reduktionsfaktor verwendet wird.</p>

Kombifaktor-Verfahren	Nach FNN-Hinweis: Dynamisches Verfahren zur Anwendung der Spitzenkappung bei dem ein kombinierter Faktor für PV- und Windeinspeisung verwendet wird.
Künstlicher Intelligenz	Künstliche Intelligenz (KI) bezeichnet Software-Systeme mit einem „intelligenten“ Verhalten, die ihre Umgebung analysieren und mit einem gewissen Grad an Autonomie handeln, um bestimmte Ziele zu erreichen. (Quelle: Europäische Kommission, 2021)
Lichtwellenleiter	Auch Glasfaserkabel genannt, übertragen Licht als leitungsgebundenes Kommunikationssystem
Long Range Wide Area Network (LoRaWAN)	Funktechnologie zur Datenübertragung über größere Entfernung
Powerline	Bei der Powerline-Technik wird das vorhandene Netz der Niederspannungsebene zur Datenübertragung genutzt. Eine Parallele Kommunikationsstruktur ist nicht von Nöten.
Predictive Maintenance	"Die vorausschauende Wartung": Es finden Analysen von Betriebsmitteln statt um diese proaktiv zu warten.
Redispatch 2.0	Die Regelungen zum Einspeisemanagement von EE-Anlagen und KWK-Anlagen wurden in ein einheitliches Redispatch-Regime im EnWG überführt. Dies hat zur Folge, dass EE-Anlagen und KWK-Anlagen ab 100 kW sowie Anlagen, die jederzeit durch einen Netzbetreiber fernsteuerbar sind, in den Redispatch einbezogen werden müssen.
regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT)	Ein rONT ist ein MS/NS-Transformator, der das Übersetzungsverhältnis im laufenden Betrieb ändern kann.
Regelungskonzepte und Weitbereichsregler	Die Spannung wird in der Umspannanlage so geregelt, dass im gesamten untergelagerten Netz die Spannung im erlaubten Bereich bleibt
Schwarzstartfähigkeit	Bezeichnet die Fähigkeit einer Erzeugungsanlage im Schwarzfall die Stromversorgung vollständig autark wiederherzustellen. Die erzeugte Energie kann dann Einheiten zur Verfügung gestellt werden, die nicht ohne externe Hilfe starten können.
Sektorenkopplung	Bezeichnung für die Verbindung der Sektoren Strom, Gas, Wärme und Mobilität.

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.
Spitzenkappung	Spitzenkappung beschreibt die Berücksichtigung eines beschränkten Maßes an prognostizierter Abregelung von Windkraft- und PV-Anlagen in der Planung von elektrischen Netzen.
U-Q-Management	Das Blindleistungs-Spannungs-Management ist ein Verfahren zur Regelung der Blindleistung einer Erzeugungsanlage in Abhängigkeit der Spannung des Netzanschlusspunkts.

Abkürzungsverzeichnis

AWE	automatische Wiedereinschaltungen
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
DA/RE	Datenaustausch/Redispatch
DIN	Deutsches Institut für Normung
EN	Europäische Norm
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FLM	Freileitungsmonitoring
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb
GIS	Geoinformationssystem
GW	Gigawatt
HS	Hochspannung
KI	Künstliche Intelligenz
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
PV	Photovoltaik
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
VNB	Verteilernetzbetreiber
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

Tel. +49 228 14-0

Stand

April 2022

**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

www.bundesnetzagentur.de