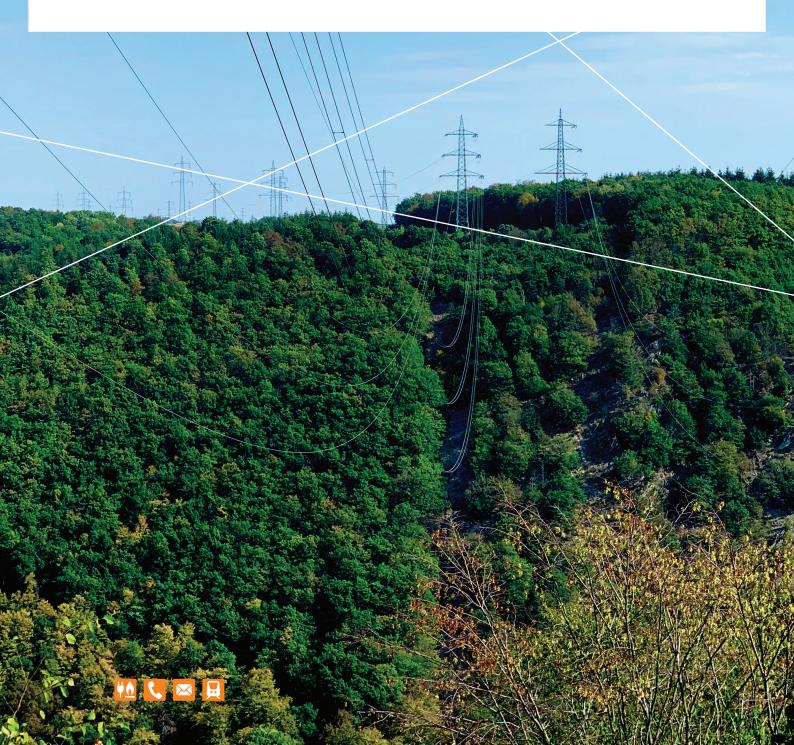
Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilnetze 2019



Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilnetze 2019

Berichte der Verteilnetzbetreiber gem. § 14 Abs. 1a und 1b EnWG

Stand September 2020

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

Vorwort

Die Bedeutung der Verteilnetze hat im Rahmen der Energiewende in den vergangenen Jahren aus Sicht der Bundesnetzagentur stetig zugenommen. Mit dem Clean Energy Package der Europäischen Union, welches u. a. die Gründung einer Europäischen Organisation der Verteilnetzbetreiber vorsieht, wird die Bedeutung der Verteilnetze ebenso auf europäischer Ebene gestärkt. Insbesondere werden mit Artikel 32 der Strommarktrichtlinie die Netzausbaupläne der Verteilnetzbetreiber auf eine neue gesetzliche Grundlage gestellt, die auch im nationalen Rechtsrahmen ihre Umsetzung finden wird.

Derweil sehen sich die Verteilnetzbetreiber bezüglich Betrieb und Ausbau der Netze mit einer Reihe dynamischer Entwicklungen gegenüber, die zum heutigen Zeitpunkt noch nicht klar ausgeprägt sind. Die für den vorliegenden Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilnetze 2019 erhobenen Zahlen zeigen, dass sich im Vergleich zum Vorjahr vor allem die Einschätzungen der Netzbetreiber in Bezug auf die Lastseite verändert haben. Während die erwartete zeitungleiche¹ maximale Entnahmeleistung zum 01.01.2028 ca. 6 Prozent höher als im Ausgangsjahr (01.01.2018) lag, liegt in der aktuellen Auswertung die erwartete zeitungleiche maximale Entnahmeleistung zum 01.01.2029 im Vergleich zum Ausgangsjahr 2019 bereits 11,7 Prozent höher. Die erwartete Veränderung hat sich damit nahezu verdoppelt.

Hier lässt sich bereits ein Effekt der Elektromobilität vermuten. So gibt fast die Hälfte der Hochspannungsnetzbetreiber an, ihre planerischen Leistungen in der Niederspannung aufgrund vom Zuwachs der Elektromobilität in den letzten Jahren nach oben angepasst zu haben. Eine Herausforderung ist dabei aber nicht nur die Prognose der generellen Entwicklung der Elektromobilität in Deutschland, d. h. in welchem Zeitraum und mit welcher Durchdringung die Elektromobilität fortschreitet. Auch weitere, mit der Elektromobilität in Zusammenhang stehende Fragen, erschweren derzeit die Netzplanung. Zu nennen sind hier insbesondere die fehlenden Erfahrungswerte bezüglich der Auswirkung von Ladevorgängen und der hierfür anzunehmenden planerischen Gleichzeitigkeit, die Problematik der Nichtmeldung von im Netz installierten privaten Lade-vorrichtungen, sowie der regulatorische Rahmen für eine netzorientierte Steuerung flexibler Verbraucher (§ 14a EnWG).

Daher unterstützt die Bundesnetzagentur intensiv die Bemühungen im Rahmen der Novellierung des § 14a EnWG zu Regelungen zu kommen, die dem Netzbetreiber einerseits steuernde Eingriffe mit möglichst geringen Komforteinbußen für die E-Mobilisten ermöglichen und die andererseits Subventionen zwischen einzelnen Kundengruppen vermeiden.

Die wichtigen Diskussionen zur Lastseite ändern allerdings nichts daran, dass der Netzausbau im Verteilnetz insgesamt nach wie vor sehr viel stärker erzeugungsseitig als lastseitig getrieben ist. Die Summe der erhobenen zeitungleichen, maximalen Einspeiseleistungen aus Erzeugungsanlagen und unterlagerten Netzebenen wird nach den Prognosen der Netzbetreiber um insgesamt 48,4 Prozent steigen. Auch beim prognostizierten Zubau von zusätzlichen Übergabestellen zeigt sich, dass diese fast ausschließlich dazu

¹ Es handelt sich um eine Summierung der von den Hochspannungsnetzbetreibern gemeldeten zeitgleichen Maximalleistungen der einzelnen Übergabestellen. Die Maximalleistung einer Übergabestelle liegt zu einem bestimmten Zeitpunkt vor, jedoch ist dieser Zeitpunkt bei jeder Übergabestelle individuell. Die Summe dieser Werte ist folglich zeitungleich.

dienen, Einspeiseleistungen aus Erzeugungsanlagen und unterlagerten Netzebenen aufzunehmen. Dies unterstreicht, dass der Ausbau der Hochspannungsebene weiterhin vorrangig durch Ein- und Rückspeisungen getriebenen sein wird.

Der Einfluss von EE-Anlagen auf die Verteilnetze ist bereits mit Blick auf die existierenden Netzengpässe ersichtlich. Diese sind überwiegend im Norden und Osten Deutschlands, insbesondere in Gebieten mit hoher Wind- und PV-Einspeisung, zu verorten. Neben der Leistung an Neuanschlüssen in einem Gebiet, hat auch die Wahl der konkreten Anschlusspunkte und Ansschlusskonzepte größerer Einspeiser – wie Windparks – Einfluss auf den notwendigen Netzausbau. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die Wahl der Spannungsebene. Beispielsweise könnten Prognosen zur langfristigen Einspeiseentwicklung in einer Region dafürsprechen, einen Windpark nicht an das Hoch-, sondern an das Höchstspannungsnetz anzuschließen. So würde vermieden, dass Netze der wachsenden, abzutransportierenden Strommenge nach kurzer Zeit erneut nicht gerecht werden und immer wieder neuer Netzausbau erforderlich wird. Voraussetzung einer solchen Antizipation der zukünftigen Anschlusssituation ist u. a., dass Netzbetreiber einer Region miteinander kommunizieren, um die Gesamtsituation der Netze einer Region abschätzen zu können. Beispielsweise mit dem Ergebnis, dass der Anschlusspunkt nicht zwingend im Netz desjenigen Netzbetreibers, der Adressat des Anschlussgesuches ist, realisiert wird. In der Gestaltung der Zusammenarbeit untereinander besitzen die Netzbetreiber große Gestaltungsspielräume, die Einfluss auf das Ergebnis der Netzausbauplanung und damit auch Einfluss auf die Engpassmanagementkosten haben.

Insgesamt wurden der Bundesnetzagentur für alle Netzebenen, inklusive der Hochspannungsebene, 2.352 geplante und im Bau befindliche Netzausbauvorhaben in Höhe von 13,7 Mrd. Euro für die nächsten 10 Jahre (2019 – 2029) vorgetragen. Bei 134 der 971 in der Hochspannungsebene geplanten Investitionsprojekte ist angegeben, dass diese zur Beseitigung eines bereits bestehenden Einspeisemanagement erfordernden Netzengpasses durchgeführt werden sollen. Der überwiegende Teil der für die nächsten 10 Jahre projektierten Netzausbaumaßnahmen im Hochspannungsnetz erfolgt damit weiterhin präventiv zur Vermeidung zukünftiger Netzengpässe und zum Ersatz bestehender Hochspannungsleitungen.

Die aktuelle Investitionstätigkeit wird durch die Anträge zum Kapitalkostenaufschlag deutlich, in denen Verteilernetzbetreiber die getätigten Investitionen seit dem Basisjahr und die in den nächsten zwei Jahre geplanten Investitionen unmittelbar in die Erlösobergrenze einstellen und refinanzieren können. Die Anschaffungs- und Herstellungskoten, die über den Kapitalkostenaufschlag genehmigt wurden, machen deutlich, dass die in diesem Bericht repräsentierten Netzbetreiber bereit sind zu investieren. Die Entwicklung der IST-Kosten in den Jahren 2017 und 2018 steigt. Waren es im Jahr 2017 noch rund 2,2 Mrd. Euro, so waren es im Jahr 2018 bereits 2,4 Mrd. Euro. Und auch ein Ausblick auf die geltend gemachten Kosten für die Jahre 2019 (3,1. Mrd. Euro IST-Kosten), 2020 (3,5 Mrd. Euro Plan-Kosten) und 2021 (3,6 Mrd. Euro Plan-Kosten) lässt erwarten, dass die Netzbetreiber weiterhin investieren werden.

Nach § 14 Abs. 1b EnWG müssen Betreiber von Hochspannungsnetzen einen Bericht mit detaillierten Angaben zur Netzplanung auf ihrer Internetseite veröffentlichen. Allerdings wird den Hochspannungsnetzbetreibern hierbei keine einheitliche Veröffentlichungsstelle auf ihrer Internetseite vorgegeben. Lediglich einige der Verteilnetzbetreiber haben auf ihrer Internetseite einen Bereich "Veröffentlichungspflichten" geschaffen, der für interessierte Dritte leicht zu finden ist. Bei vielen Verteilnetzbetreibern gestaltet es sich jedoch schwierig, den veröffentlichten Bericht zu finden. Daher macht

es aus Sicht der Bundenetzagentur Sinn, die Netzausbauberichte zukünftig zentral auf einer Plattform zu veröffentlichen.

Die prognostizierten und bereits bestehenden Engpässe zeigen, dass dem zügigen Netzausbau auf der Verteilnetzebene eine zunehmende Bedeutung zukommt. Daher ist es zum einen sinnvoll, auch eine wirtschaftliche Folge bei unnötigen Engpässen und verzögerten Ausbauvorhaben zu schaffen. Derzeit sind Engpassmanagementkosten ausschließlich sog. "dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten", die für den örtlichen Verteilernetzbetreiber ein rein durchlaufender Posten bei der Erlösobergenzenermittlung sind. Die Bundesnetzagentur sieht in der Einstufung als sog. "volatile Kosten" eine adäquate regulatorische Behandlung. Damit würden Engpassmanagementkosten im Effizienzvergleich abgebildet, die Betreiber müssten aber das Risiko insb. witterungsbedingt schwankender Kosten nicht tragen, da volatile Kosten jährlich anpassbar sind. Zum anderen kommt der gesetzlichen Neuordnung der Netzausbaupläne für Verteilnetzbetreiber, welche durch die Bundesnetzagentur ausdrücklich begrüßt wird, eine hohe Relevanz zu. Dabei sind die Kooperation der Netzbetreiber untereinander sowie ein hohes Maß an Transparenz Aspekte, die der Bundesnetzagentur bei der Umsetzung besonders am Herzen liegen. Ziel muss sein, eine durch den Netzausbau verursachte minimale Belastung für die Bevölkerung und Umwelt zu erhalten, deren Notwendigkeit nachvollziehbar und damit akzeptierbar ist.

Inhaltsverzeichnis

Vor	wort		3
Inh	altsver	zeichnis	7
Rec	htsgru	ndlage	9
I	SYS	STEMDIENSTLEISTUNGEN IN DEN VERTEILNETZEN	11
A	Spai	nnungshaltung	12
В	Netz	zwiederaufbau	14
С	Netz	zbetrieb	15
	1. 1.1 1.2 1.3	Flexible Verbrauchseinrichtungen	16 17
	2.	Ausnutzung der Bestandsnetze	19
	3.	Kurze Versorgungsunterbrechungen	22
II	NE	ΓZAUSBAU IN DER HOCHSPANNUNG	24
A	Netz	zausbau und Alternativen	25
В	Entv	wicklung von Ein- und Ausspeisungen	26
С	Maß	Snahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des 110-Kilovolt	;-
	Netz	zes	28
Abb	ildung	sverzeichnis	34
Imr	ressur	n	35

Rechtsgrundlage

Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben der Bundesnetzagentur gemäß § 14 Abs. 1a EnWG auf Verlangen innerhalb von zwei Monaten einen Netzzustands- und Netzausbauplanungsbericht zu erstellen und ihr diesen vorzulegen. Um die Auswertung zu erleichtern und einen Vergleich der Verteilnetzbetreiber zu ermöglichen, erfolgt der Bericht der Verteilnetzbetreiber auf Grundlage eines Fragebogens der Bundesnetzagentur.

Betreiber eines Hochspannungsnetzes mit einer Nennspannung von 110 Kilovolt sind nach § 14 Abs. 1b EnWG zu detaillierten Angaben verpflichtet. Der nach § 14 Abs. 1b EnWG auf der Internetseite des Hochspannungsnetzbetreibers zu veröffentlichende und der Regulierungsbehörde zu übermitteln Bericht hat neben Netzkarten mit den Engpassregionen des jeweiligen Hochspannungsnetzes ebenso die Planungsgrundlagen zur Entwicklung von Ein- und Ausspeisungen in den nächsten zehn Jahren zu enthalten. Der Bericht hat ebenfalls 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 des jeweiligen Netzes zu enthalten.

Von den nach § 14 Abs. 1b EnWG verpflichteten 110-kV-Netzbetreibern wird ein Netzzustands- und Netzausbauplanungsbericht sowohl für die 110-kV-Ebene, als auch für die niedrigeren Spannungsebenen gemäß § 14 Abs. 1a EnWG angefordert. Die Abfrage hat sich für das Berichtsjahr 2019 an insgesamt 59 Verteilnetzbetreiber gerichtet und bezieht sich auf den Netzzustand- und Netzausbau mit Stand zum 31.12.2018. Nach Stromkreislänge decken die Berichte der abgefragten Verteilnetzbetreiber in der Hochspannungsebene 98 Prozent, in der Mittelspannungsebene 69 Prozent und in der Niederspannungsebene 65 Prozent ab. Wegen teilweise fehlender oder unplausibler Angaben können jedoch nicht alle Angaben der befragten Verteilnetzbetreiber berücksichtigt werden. Aufgrund der Veröffentlichungspflichten nach § 14 Abs. 1b EnWG sind die entsprechend erhobenen Angaben zum Netzausbau in der Hochspannungsebene netzbetreiberscharf dargestellt. Die nach § 14 Abs. 1a EnWG erfragten Informationen sind anonymisiert dargestellt.

Die Umsetzung der gesetzlichen Veröffentlichungspflicht wurde von 45 der 59 Hochspannungsnetzbetreiber eingehalten. Dabei variieren jedoch Umfang, Darstellung und Detaillierung der veröffentlichten Daten. Dies ist teilweise auf den unterschiedlichen Umfang der geplanten Netzausbauvorhaben zurückzuführen. Weitaus weniger umfangreich erfolgt die ebenfalls gesetzlich geforderte Darstellung der Planungsgrundlage zum Ausbau des Netzes und zu den geprüften Alternativen zum Netzausbau. Die Umsetzung der Veröffentlichungspflichten hat sich im Vergleich zum vergangenen Berichtsjahr nicht verbessert. Die Bundesnetzagentur wird daher zukünftig Missstände strikter verfolgen und angemessene Aufsichtmaßnahmen ergreifen. Sie regt für die anstehende Novellierung der gesetzlichen Grundlagen im Rahmen der Umsetzung des Clean Energy Package an, dass die Vorgaben ein hohes Maß an Transparenz sicherstellen.

I Systemdienstleistungen in den Verteilnetzen

Die Verantwortung für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Elektrizitätsversorgungsnetze wird unter Anderem mit Hilfe von Systemdienstleistungen wahrgenommen. Die Systemdienstleistungen bestehen nach allgemeiner Auffassung aus der Betriebsführung, der Spannungshaltung, der Frequenzhaltung und dem Netzwiederaufbau. Die Gewährleistung der Sicherheit sowie der Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone obliegt den Betreibern der Übertragungsnetze. Dies gilt jedoch ebenso für Betreiber von Elektrizitätsverteilnetzen im Rahmen ihrer Verteilungsaufgaben entsprechend, soweit sie für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind. Die Verteilnetzbetreiber sind somit für die Betriebsführung und die Spannungshaltung in ihren Netzen zuständig. Für die Frequenzhaltung in der jeweiligen Regelzone sind die Verteilnetzbetreiber hingegen nicht verantwortlich und somit nicht in die Erbringung der Frequenzhaltung involviert. Dementsprechend wurden zur Frequenzhaltung keine Fragen an Hochspannungsnetzbetreiber adressiert. Hinsichtlich des Netzwiederaufbaus sind die Übertragungsnetzbetreiber ebenfalls verantwortlich für ihre jeweilige Regelzone. Aufgrund der zunehmenden Bedeutung der dezentral in Verteilnetzen angeschlossenen Erzeugungsanlagen sind Verteilnetzbetreiber jedoch zunehmend in den Netzwiederaufbau der Übertragungsnetzbetreiber zu integrieren.

A Spannungshaltung

Jeder Netzbetreiber ist für die Einhaltung bestimmter Spannungsgrenzen innerhalb seines Netzes verantwortlich. Die Spannungshaltung im Verteilnetz stellt sicher, dass die an das Netz angeschlossenen Anlagen, Betriebsmittel und Verbrauchsgeräte zu jeder Zeit in dem Spannungsbereich arbeiten können, für den sie ausgelegt sind. Durch zu hohe oder zu niedrige Spannungen kann es zu Fehlfunktionen oder sogar zu Schäden an Netz- und Kundenanlagen kommen. Die Netzspannung wird im normalen Betriebszustand durch verschiedene Faktoren beeinflusst. Durch Einspeisungen in das Netz wird die Spannung angehoben, durch Ausspeisungen bzw. Verbrauch sinkt sie ab.

Ein Instrument zur Steuerung der Netzspannung stellt die gezielte Bereitstellung von Blindleistung dar. Ähnlich wie beim Ein- und Ausspeisen von Wirkleistung, kann durch die Bereitstellung von induktiver oder kapazitiver Blindleistung Einfluss auf die Netzspannung genommen werden. Die dafür benötigte Blindleistung kann entweder aus im Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen oder aus eigenen Netzbetriebsmitteln bereitgestellt werden. Diese sind beispielsweise Spulen, die induktive Blindleistung bereitstellen, und Kondensatoren, die kapazitive Blindleistung liefern können. Im Rahmen seiner Technischen Anschlussbedingungen (TAB) kann der Netzbetreiber dafür Anforderungen an die Höhe und die Art der Blindleistungseinspeisung der Erzeugungsanlagen vorgeben.

Auch ohne gezielte Steuerung verursacht im Drehstromsystem nahezu jedes Netzbetriebsmittel und jeder Netznutzer eine Blindleistung, die – wird sie nicht lokal wieder ausgeglichen – die Transportfähigkeit der Netze beeinflussen kann. Die Nutzung von Blindleistung zur Spannungshaltung erfordert deswegen die Kompensation dieser Blindleistung auch an anderer Stelle. Eine Aufgabe der Verteilnetzbetreiber ist es somit auch, die Blindleistungsflüsse gegenüber den vorgelagerten und nachgelagerten Netzbetreibern zu kontrollieren. 42 der 59 befragten Hochspannungsnetzbetreiber geben an, mit dem vorgelagerten Netzbetreiber vertraglich vereinbarte Grenzwerte für den Blindleistungsaustausch vereinbart zu haben. Bei Überschreitung der Grenzwerte planen oder verhängen bereits 27 Hochspannungsnetzbetreiber eine Pönale. Für nachgelagerte Netzbetreiber geben 36 von 59 Hochspannungsnetzbetreiber Grenzwerte vor, 24 pönalisieren eine Grenzwertverletzung bereits oder haben vor dies langfristig einzuführen.

Blindleistungsaustausch zwischen den Netzbetreibern Anzahl der Hochspannungsnetzbetreiber

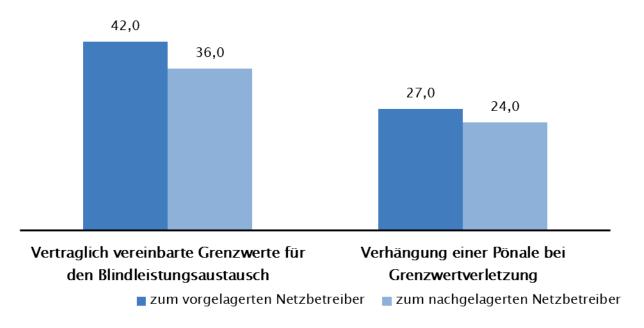


Abbildung I-1: Vertragliche Grenzwertvereinbarung zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern

Die Nutzung der Blindleistung gewinnt auch durch die Veränderungen des Kraftwerkparks als bisherige Blindleistungsquelle und dem mit zunehmenden Transitleistungen steigenden Blindleistungsbedarf des Übertragungsnetzes an Bedeutung. Dies spiegelt sich nicht nur in den zunehmenden Anforderungen an dezentrale Erzeugungsanlagen in den TAB wieder. Für die Spannungshaltung hat das Thema Blindleistungsbereitstellung eine hohe Aktualität. Dies zeigt unter anderem die Diskussionen um die nationale gesetzliche Umsetzung der europäischen Strommarktrichtlinie zur Beschaffung von Blindleistung sowie die Beauftragung der Kommission zur zukünftigen Beschaffung von Blindleistung durch das BMWi in 2018. Hinsichtlich der steigenden Bedeutung der Blindleistungsbereitstellung wurden die 59 Hochspannungsnetzbetreiber nach vorhandenen Pilotprojekten in ihren Netzen befragt. Ein Viertel der befragten Netzbetreiber gibt an, das Thema Blindleistung durch Pilotprojekte wie SINTEG (WindNODE, C/sells) oder durch die Einführung eines U-Q-Managementsystems weiterzuentwickeln. Es findet dabei ein auffallend hoher Austausch der Verteilnetzbetreiber untereinander aber auch zwischen Verteilnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber, Kraftwerksbetreibern oder weiteren Teilnehmern der Energiewende statt.

Die bestehenden Vereinbarungen zum Austausch von Blindleistung zwischen den Netzen und die fehlende Pönalisierung bei Nichteinhaltung von bestehenden Vereinbarungen zeigen, dass das Thema Blindleistung im Hochspannungsnetz noch nicht ausreichend Beachtung findet. Mit der Umsetzung der Strommarktrichtlinie ist Blindleistung grundsätzlich marktlich zu beschaffen, soweit hierzu ein Bedarf besteht. Dies gilt dann ebenfalls für die Verteilnetze. Daher ist es notwendig, dass sich mindestens die Hochspannungsnetzbetreiber mit der Optimierung des Blindleistungshaushalts beschäftigen, den Bedarf soweit wie möglich minimieren und eine optimale Beschaffung des verbleibenden Blindleistungsbedarfs planen.

B Netzwiederaufbau

Nach § 13 EnWG obliegt die Systemverantwortung für den Betrieb des gesamten Elektrizitätsversorgungssystems und die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit für die jeweilige Regelzone den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern. Dabei sind die Übertragungsnetzbetreiber häufig auf die Unterstützung und die Zusammenarbeit mit den unterlagerten Verteilnetzbetreibern angewiesen. Die Vorbereitung und die Planung von Notfallmaßnahmen im Falle eines Blackouts im Netz ist hierbei eine der wichtigsten Aufgaben zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit. Bricht die Stromversorgung in Deutschland ganz oder teilweise zusammen, müssen die vier Übertragungsnetzbetreiber dafür sorgen, dass ein geregelter Wiederaufbau der Versorgung möglichst kurzfristig durchgeführt werden kann. Zu diesem Zweck müssen neben den Steuerungsmaßnahmen direkt im Netz ebenso Erzeugungsanlagen und Lasten angesteuert werden können, um Teilbereiche des Netzes stufenweise wieder unter Spannung zu setzen. Für diese Aufgabe können auch Anlagen einbezogen werden, die unterhalb der Übertragungsnetzbetreibernetze angeschlossen sind. Daher ist es für die Übertragungsnetzbetreiber notwendig, große Verteilnetzbetreiber in ihre Wiederaufbaukonzepte einzubinden und diese gemeinsam abzustimmen. Voraussichtlich wird der Umfang von Abstimmung und Zusammenarbeit aufgrund der zunehmend in den Verteilnetzen angesiedelten Erzeugungsanlagen weiter steigen.

Die 59 Hochspannungsnetzbetreiber wurden daher danach gefragt, ob sie in das Netzwiederaufbaukonzept des ihnen vorgelagerten Übertragungsnetzbetreibers eingebunden sind. 41 bejahen diese Frage. Sie geben dabei an, dass Absprachen und Konzepte mit dem Übertragungsnetzbetreiber bezüglich eines notwendigen Netzwiederaufbaus bestehen. Bei einigen Netzbetreibern wird ein abgestimmtes Konzept derzeit erarbeitet. Für die Verfahrensweise bei einem Schwarzfall des Netzes bestehen bei den meisten Netzbetreibern zumindest Maßnahmenpläne und schriftliche Vereinbarungen mit dem Übertragungsnetzbetreiber. Die Anzahl der Netzbetreiber, die regelmäßig an gemeinsamen Simulations- und Kommunikationstrainings teilnehmen ist im Vergleich zum Vorjahr von 10 auf 21 Netzbetreiber deutlich gestiegen.

Gemeinsame Arbeits- und Projektgruppen, in denen Erfahrungsaustausche stattfinden und netzgebietsübergreifend an der Thematik gearbeitet wird, gibt es nach wie vor.

Völlig unabhängige Netzwiederaufbaukonzepte auf Verteilnetzebene sind aus regulatorischer Sicht weder rechtlich zulässig noch effizient umzusetzen. Zwar ist § 13b Abs. 2 Satz 2 EnWG gemäß § 14 Abs. 1 Satz 1 EnWG auf Verteilnetzbetreiber entsprechend anwendbar. Die entsprechende Anwendbarkeit der Regelung ist jedoch nur auf die Fälle zu beziehen, in denen die Ursache der Gefahr oder der Störung des Elektrizitätsversorgungssystems ausschließlich im Verteilnetz liegt. Bei dieser auf das Verteilnetz begrenzten Störung kann der Netzwiederaufbau durch Spannungsvorgabe des angeschlossenen Übertragungsnetzes erfolgen. Die Vorhaltung von schwarzstartfähigen Erzeugungsanlagen für den Netzwiederaufbau innerhalb der Verteilnetze ist somit im besten Fall redundant. So gibt einer der befragten Hochspannungsnetzbetreiber an, im Falle eines Versorgungswiederaufbaus durch den Übertragungsnetzbetreiber parallel eine Netzinsel im eigenen Versorgungsnetz aufzubauen. Es erfolge anschließend die Einbindung der Netzinsel in den Netzwiederaufbau.

Derzeitig vereinzelt vorhandene Wiederaufbaukonzepte auf Verteilnetzebene sind nicht auf den Wiederaufbau der gesamten Netzinfrastruktur gerichtet, sondern lediglich auf die möglichst zügige Wiederbelieferung eines bestimmten Teilnetzes mit einem bestimmten Kundenkreis. Die Verantwortung für die Wiederherstellung der gesamten Regelzone obliegt weiterhin uneingeschränkt dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber.

C Netzbetrieb

1. Flexible Verbrauchseinrichtungen

Wie bereits im vergangenen Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilnetze 2018, liegt auch in diesem Jahr ein Schwerpunkt der Befragung im Bereich der flexiblen Verbrauchereinrichtungen. Weiterhin sehen sich die Netzbetreiber im Zuge von Energiewende und technologischem Fortschritt laufend vor neue Herausforderungen gestellt. Eine dieser Herausforderungen ist dabei die Integration der steigenden Zahl von im Netz angeschlossenen flexiblen Verbrauchern, wie Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen für Elektromobile. Dies führt dazu, dass nun mehr nicht nur die Einspeisung – durch EE-Anlagen – schwer zu prognostizieren ist, sondern ebenso die Prognose der Lastseite erschwert wird. Da flexible Verbraucher größtenteils an der Niederspannung angeschlossen sind, wirken sich Netzspannungs- und Kapazitätsprobleme ebenfalls hauptsächlich auf das Niederspannungsnetz und auf die Ortsnetzstationen aus. Als Ursachen der Netzspannungs- und Kapazitätsprobleme sind hier vergleichsweise hohe Leistungen und ggf. ebenfalls hohe Gleichzeitigkeiten zu nennen. Die vorliegende Studienlage lässt einen erhöhten Ausbaubedarf der Niederspannungsebene erwarten. Beispielsweise untersucht eine Kurzstudie² von 2019, die auf der BMWi-Verteilernetzstudie von 2014 aufbaut, die Netzausbaukosten bis 2035 in Abhängigkeit der Fahrweise der Lastflexibilitäten. Nach den heutigen Planungsgrundsätzen ergeben sich bei einer komplett markt- und systemdienlich Fahrweise der Lastflexibilitäten Netzausbaukosten von 36,7 Mrd. € im Vergleich zu 15,9 Mrd. € bei einer stark netzdienlichen Fahrweise.

Eine Begrenzung des zusätzlichen Netzausbaus wäre folglich durch eine Entzerrung der Entnahme durch ein netzorientiertes Verhalten der Verbraucher und damit eine Reduktion der Gleichzeitigkeiten zu erreichen. Ein solches netzorientiertes Verhalten entsteht jedoch nicht von alleine, sondern muss durch die Gesetzgebung flankiert werden. Verbraucher haben aktuell beispielsweise nach § 14a EnWG die Möglichkeit, mit dem Netzbetreiber einen Vertrag zu schließen. Hierbei wird vereinbart, dass der Netzbetreiber die flexible Verbrauchseinrichtung wie eine Wärmepumpe oder eine Ladeeinrichtung für Elektromobil zu bestimmten Zeiten netzorientiert steuern darf und der Verbraucher im Gegenzug ein vergünstigtes Netzentgelt erhält. Nach derzeitiger Rechtslage können Netzbetreiber eine netzorientierte Steuerung oder einen Vertrag nach § 14a EnWG jedoch nicht zwingend vorgeben. Beispiele aus der Praxis zeigen, dass entsprechende Angebote von Nutzerseite so gut wie nicht angenommen werden. Die Eignung des Ansatzes, Netzbelastungen durch Prämierung der Unterlassung des netzbelastenden Verhaltens zu vermindern, muss auch aus anderen Gründen skeptisch beurteilt werden. Insbesondere erscheint es nicht als verursachungsgerecht, wenn gerade die Lasten, die potentiell aufgrund hoher Gleichzeitigkeiten einen zusätzlichen Netzausbaubedarf auslösen, über die Netzentgelte privilegiert werden.

Aus diesem Grund begrüßt die Bundesnetzagentur auch die vom BMWi geplante Überarbeitung des § 14a EnWG. Geplant ist, dass der Anschlussnetzbetreiber im Standardfall das Recht bekommt, den von § 14a EnWG umfassten Kunden, also die flexiblen Verbraucher, in gewissem Umfang netzverträglich zu steuern. Gegen ein zusätzliches Entgelt, kann von einer netzverträglichen Steuerung abgesehen werden. Dieses Entgelt sollte die

² "Wirtschaftlicher Vorteil der netzdienlichen Nutzung von Flexibilität in Verteilernetzen" von E-Bridge, IAEW und RWTH Aachen im Auftrag von innogy SE, EWE Netz und Stadtwerke München (02/2019)

höheren Kosten der ungesteuerten Netznutzung widerspiegeln, da sich ungesteuerte flexible Verbraucher deutlich schlechter ins Netz integrieren lassen.

1.1 Ausbau der Ladeinfrastruktur

Für den Bereich der Elektromobilität wird für die kommenden Jahre weiterhin sowohl mit einer steigenden Anzahl der Elektromobile als auch mit einem Ausbau der öffentlichen und privaten Ladeinfrastruktur gerechnet. Grund dafür sind unter anderem die großen Anstrengungen im Bereich der Förderung durch den Bund und die Länder. Auf Bundesebene werden vom Ministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur beispielsweise bis Ende 2020 300 Mio. Euro für die Förderung der öffentlichen Ladeinfrastruktur investiert. Des Weiteren sind über diesen Zeitraum hinaus schon weitere Förderprogramme bis mindestens 2025 angekündigt worden.³ In einem ersten Schritt sollen in 2021 bundesweit 1.000 Standorte für den Betrieb von Schnellladeparks ausgeschrieben werden. Bereits im Vorjahr wurden die Netzbetreiber befragt, ob und wie intensiv sie sich mit dem Thema Elektromobilität in ihren Netzen auseinandersetzen und welche Maßnahmen zu einer sicheren und kosteneffizienten Netzintegration von Ladeinfrastruktur möglicherweise schon heute getroffen werden. Da die Belastung des Netzes durch Elektromobilität immer mehr in den Fokus gerät, wurde der Fragenkatalog für diesen Bericht nochmals überarbeitet und erweitert.

Auf die Entwicklung der öffentlichen und privaten Ladesäulen in den Netzen kann nur sachgerecht reagiert werden, wenn den Netzbetreibern ausreichend Informationen zur angeschlossenen Ladeinfrastruktur vorliegen. Die Hochspannungsnetzbetreiber wurden daher gefragt, ob sie aus ihrer Sicht über belastbare Daten zur bestehenden Ladeinfrastruktur im eigenen Netz verfügen und auf welchem Weg sie ihre Daten erhalten. Die Hälfte der befragten Netzbetreiber geben an, von einer signifikanten Anzahl nicht gemeldeter, privater Ladeeinrichtungen in ihrem Netzgebiet auszugehen. Zumindest ein Viertel der befragten Netzbetreiber gibt an, über die meisten vorhandenen Ladepunkte Bescheid zu wissen. Im öffentlichen Bereich schätzt circa ein Drittel der Netzbetreiber die Dunkelziffer deutlich geringer ein. Ein Ladesäulenanschuss kann in der Regel identifiziert werden, da öffentliche Ladeeinrichtungen aufgrund von erheblichen Kapazitätserhöhungen meistens über einen zusätzlichen Netzanschluss oder eine Leitungsverstärkung realisiert werden. Die benötigten Daten erhalten die Netzbetreiber überwiegend über die aktive Meldung durch den Installateur, den Anlagenbetreiber oder den Kunden selbst, in seltenen Fällen durch Lieferanten oder wettbewerbliche Messstellenbetreiber. Die Meldung erfolgt überwiegend durch ein vom Netzbetreiber bereitgestelltes Online-Formular. Nur wenige Netzbetreiber geben an, über die Inbetriebnahme einer Ladeeinrichtung ausschließlich über den Antrag auf einen neuen/zweiten Netzanschluss zu erfahren. Ist kein neuer Netzanschluss notwendig, gelten für öffentliche Ladepunkte die gleichen Bedingungen für die Meldung beim Netzbetreiber wie für private Ladepunkte. Gemäß der geltenden Regelungen⁴ sind Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge ab 12 kVA zustimmungspflichtig. Seit April 2019 ist es gemäß § 19 NAV des Weiteren verpflichtend, dem Netzbetreiber kleinere Ladeeinrichtungen zu melden. Die meisten der befragten Netzbetreiber haben diese Regelung so in ihren eigenen Technischen Anschlussbedingungen (TAB)

³ Für nähere Informationen siehe: Masterplan Ladeinfrastruktur der Bundesregierung. Ziele und Maßnahmen für den Ladeinfrastrukturaufbau bis 2030

⁴ TAR 4100 Niederspannung, TAR 4110 Mittelspannung, § 19 NAV, BDEW Transmission Code 2007

übernommen. Damit sich die Umsetzung der Meldepflichten verbessert, geben 57 der 59 befragten Netzbetreiber an, die zuständigen Installateure und Elektriker gezielt über die Meldepflichten zu informieren.

1.2 Steuerung von flexiblen Verbrauchseinrichtungen

Neben dem Erhalt von Informationen zu neu angeschlossener Ladeinfrastruktur ist für die Netzbetreiber vor allem die Option relevant, die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG von Anschlussnehmern im Notfall oder sogar im Regelbetrieb netzdienlich herunterregeln zu können, um die Lastspitzen aufgrund hoher Gleichzeitigkeiten abzuschwächen. Laut Monitoringbericht 2019 wird § 14a EnWG hauptsächlich bei Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen angewendet, der Begriff umfasst aber auch Ladeeinrichtungen oder Stromdirektheizungen. Die Steuerung wird in der Regel über die Funkrundsteuertechnik realisiert, mit der der Netzbetreiber per Knopfdruck die Leistung an den angebundenen Anlagen reduzieren kann. Dafür wird bei dieser Technik ein unilaterales Funksignal an die steuerbare Verbrauchseinrichtung gesendet. Zukünftig wird sich mit dem Einbau der Smart-Meter-Gateways eine bilaterale Kommunikation zwischen den Netzbetreibern und den Verbrauchsanlagen einrichten lassen, sobald sich der Rollout auf diese Kundengruppen erweitert. Aktuell sind steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG noch nicht Teil des verpflichtenden Rollouts, da die technische Möglichkeit für diese Einbaugruppe bislang nicht durch das BSI festgestellt wurde.

Von den 59 Hochspannungsnetzbetreibern geben 27 Netzbetreiber an, ihren Kunden im Rahmen ihrer Technischen Anschlussbedingungen vorzuschreiben, dass deren Ladesäulen durch den Netzbetreiber gesteuert werden dürfen. Im Vorjahr wurde dieses Vorgehen nur von einem Netzbetreiber praktiziert. Für Wärmepumpen geben 32 Netzbetreiber an, eine Steuerbarkeit vorzuschreiben. Um die Vorhaltung einer Steuerbarkeit anzureizen, geben drei Hochspannungsnetzbetreiber an, Kunden, die sich gegen die Möglichkeit einer Steuerbarkeit entscheiden, mit erhöhten Netzanschlusskosten oder Baukostenzuschüssen zu belasten. Zahlen aus dem gemeinsamen Monitoringbericht 2019 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes zeigen, dass es sich bei den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen immer noch nahezu ausschließlich um Einrichtungen zum Heizen handelt. Dies spricht dafür, dass die vorhandenen Angebote zumindest für Ladeeinrichtungen für Elektromobile bislang kaum genutzt werden.

1.3 Netzplanung aufgrund von flexiblen Verbrauchseinrichtungen

Die dauerhafte Bereitstellung der Ladeleistung für die Netzkunden ist ein wesentlicher Faktor für die Dimensionierung des jeweiligen Verteilnetzes. Je mehr Anschlussleistung von den Nutzern bestellt wird, desto leistungsfähiger muss das Netz sein. Dazu muss der Netzbetreiber sein Netz vorausschauend ausbauen. Das wiederum verursacht entsprechende Kosten. Es ist daher sinnvoll, die bestellte Anschlusskapazität mit einem Preis zu versehen. Der so genannte Baukostenzuschuss soll als Preissignal an den Netzanschlussnehmer eine bedarfsgerechte Nachfrage nach Netzanschlusskapazität sicherstellen und wird vor diesem Hintergrund seitens der Bundesnetzagentur auch im Kontext des Ausbaus der Netze für die Integration der E-Mobilität für sinnvoll erachtet. 51 der befragten Netzbetreiber fordern beim Netzanschluss sowohl Baukostenzuschüsse als auch Anschlussentgelte. Nur sieben Netzbetreiber fordern ausschließlich Anschlussentgelte. Dabei wird in einigen Fällen zwischen dem Netzanschluss gesteuerter und ungesteuerter Ladeeinrichtungen unterschieden. Davon erhebt ein Netzbetreiber höhere Anschlussentgelte für ungesteuerte Ladesäulen.

Mit dem Zuwachs der Elektromobilität geht deshalb häufig die Fragestellung einher, ob die Stromnetze dem Anstieg der Ladeeinrichtungen standhalten werden, wie sich die aktuelle Netzplanung anpassen muss und mit welcher gleichzeitigen Belastung durch den Ladestrom zu rechnen sein wird. Dieses Interesse spiegelt sich in

den Antworten Hochspannungsnetzbetreibern zu der Frage nach aktuellen Studien oder der Beteiligung an Pilotprojekten und deren Inhalt wider. Fast die Hälfte aller Studien, an denen die befragten Netzbetreiber teilnehmen, beschäftigt sich mit der Frage nach der planerisch anzunehmenden Gleichzeitigkeit und die Auswirkung der Elektromobilität auf die Netzplanung allgemein. Häufig gaben die Netzbetreiber an, mittels Studien prognostizieren zu wollen, wie sich der Anstieg an Elektromobilität auf ihr Netzgebiet verteilen wird.

Wie 23 Hochspannungsnetzbetreiber berichten, besteht bereits heute in einzelnen Teilen des Netzes ein Bedarf an Netzausbau aufgrund von Zubau von Ladeinfrastruktur. Durch die Elektromobile steigen auch die benötigten Leistungen der einzelnen Haushalte. Somit wurden die Hochspannungsnetzbetreiber über deren Annahmen zur planerischen Leistung befragt. Die Netzbetreiber nennen aktuell für Einfamilienhäuser im Durchschnitt eine planerische Leistung in Höhe von 4,1 kVA und für Mehrfamilienhäuser pro Wohneinheit in Höhe von 3 kVA an. 25 Hochspannungsnetzbetreiber geben außerdem an, ihre planerischen Leistungen aufgrund vom Zuwachs der Elektromobilität in den letzten Jahren nach oben angepasst zu haben. Ebenfalls 25 der Befragten haben vor, die genannten Werte zukünftig aufgrund von wachsender Ladeinfrastruktur anzupassen. Um die Ausbauannahmen für die Netzplanung sicher prognostizieren zu können, setzen einige Netzbetreiber auf die Ausbauziele der Bundesregierung, aber auch auf Studienergebnisse oder interne Überlegungen, wie beispielsweise das prophylaktische Verlegen von Leerrohren und eine Erhöhung des Kabelquerschnitts in der Mittelspannung. Andererseits geben relativ viele Netzbetreiber (40 Prozent) an, dass in ihrem Netz keine Ausbauannahmen/Ziele für Ladeinfrastruktur in der Netzplanung für die nächsten 5 bis 10 Jahre Anwendung finden. Ebenfalls interessant ist die Frage, welche Gleichzeitigkeiten die Netzbetreiber bei der Planung ihrer Netze für Ladesäulen annehmen. Im privaten Bereich melden fast ein Viertel der Hochspannungsnetzbetreiber eine Gleichzeitigkeit von 0,2 bis 0,3, wohingegen von einer großen Anzahl eine Gleichzeitigkeit von 1 zurückgemeldet wurde. Eine Gleichzeitigkeit von 1 bezogen auf die Ladeinfrastruktur bedeutet, dass das Netz so dimensioniert ist, dass alle Ladesäulen gleichzeitig in Betrieb sein können, ohne dass das Netz überlastet ist. Im Schnitt liegen die angegebenen Gleichzeitigkeiten im privaten Bereich, sowohl für Mittel- als auch für Niederspannung, bei 0,5. Für öffentliche Ladeeinrichtungen geben viele Hochspannungsnetzbetreiber (44 Prozent) an, eine Gleichzeitigkeit von 1 anzunehmen, womit der Durchschnittswert hier insgesamt bei 0,7 für die Mittel- und Niederspannung liegt.

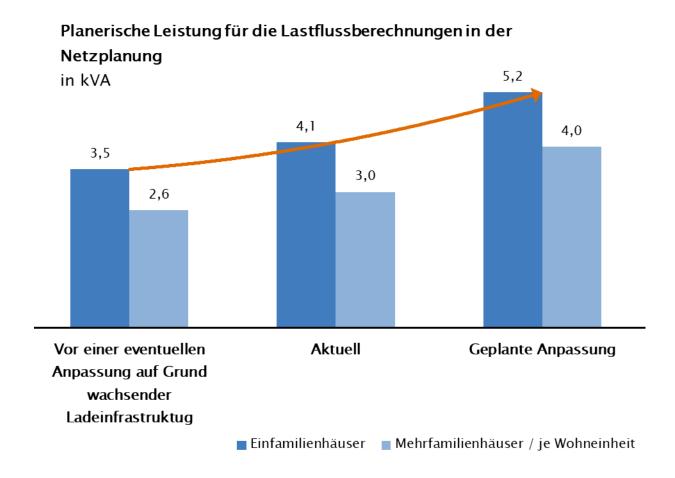


Abbildung I-2: Planerische Leistung für die Lastflussberechnung in der Netzplanung in kVA

2. Ausnutzung der Bestandsnetze

Vor dem Hintergrund der Energiewende und der fortschreitenden Digitalisierung gestaltet sich die Betriebsführung von Elektrizitätsübertragungs und -verteilnetzen ebenso als eine immer komplexer werdende Aufgabe. Neben den klassischen verbraucherdominierten Verteilnetzen kommt es durch vermehrte Wind- und PV-Einspeisung immer öfter zu einer Umkehrung der Lastflussrichtung, d. h. zu Rückspeisungen in die nächst höhere Spannungsebene. Dieses Phänomen tritt überwiegend in ländlichen Regionen auf, in denen eine große Anzahl von EE-Anlagen an das Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen ist. Zusätzlich müssen die im vorangegangenen Kapitel (IC1) beschriebenen, neuen, nur schwer prognostizierbaren Lasten in der Betriebsführung berücksichtigt werden.

Ein zunehmend wichtiger Aspekt ist den Angaben der Hochspannungsnetzbetreiber zur Folge die Sicherheit der genutzten Kommunikationswege. Einige Netzbetreiber verwenden zwar Mobilfunknetze, bei wichtigen Netzbetriebsmitteln erfolgt jedoch zumeist eine redundante Anbindung mit anderen Kommunikationsmitteln. Wichtige Anlagen werden mit Leitungen (Kupfer und Glasfaser) angebunden. Zwei Netzbetreiber weisen in diesem Zusammenhang explizit auf den Nutzen der 450 MHz-Frequenz hin. Ein Netzbetreiber sieht zwar in ihrer Nutzung ein geeignetes Instrument zum Netzwiederaufbau und zur kommunikativen Anbindung der MS/NS-Stationen, möchte aber derzeit aufgrund der Unbestimmtheit der Frequenznutzung ab 2021 noch keine Investitionsentscheidung in den Ausbau von Funktechnologie und Gerätschaften treffen. Der zweite Netzbetreiber baut dessen ungeachtet derzeit ein 450 MHz-Funknetz für

verschiedene Smart Grid-Anwendungen auf. Unabhängig von der Auswertung der Netzausbaupläne ist jedoch bekannt, dass eine ganze Reihe von Versorgungsunternehmen diese Technologie schon heute nutzt.⁵ Die 450 MHz-Frequenz ist auf Grund ihrer Eigenschaften wie einer hohen Reichweite und einer guten Gebäudedurchdringung ideal für die Errichtung einer krisenfesten und hochverfügbaren Kommunikation in den Energienetzen und für Zwecke des MsbG. In diesem Zusammenhang weisen Netzbetreiber darauf hin, dass bisher Funktechnik im Schwarzfall nicht verfügbar sei. Ein Netzbetreiber gibt zudem explizit an, keine öffentlich zugängliche Kommunikationsinfrastruktur wie Mobilfunk zu nutzen. Die Frequenznutzungsrechte im Frequenzbereich 450 MHz laufen zum 31. Dezember 2020 aus und werden im Rahmen der Widmung für den drahtlosen Netzzugang vorrangig für Anwendungen kritischer Infrastrukturen bereitgestellt. Ziel der Bundesnetzagentur ist es, die Frequenzen nach Ablauf der bestehenden Befristung erneut im Rahmen des derzeit laufenden Vergabeverfahrens zuzuteilen. Das Verfahren steht unter dem Vorbehalt einer anderslautenden Entscheidung der Bundesregierung.

Für die Betriebsführung der Verteilnetze ist eine Kenntnis über den Zustand des eigenen Netzes sehr wichtig. Die 59 Hochspannungsnetzbetreiber wurden daher befragt, bis zu welcher Spannungsebene sie den Netzzustand zentral erfassen können. Nahezu alle Netzbetreiber geben an, in ihren Verteilnetzen mindesten bis zur Umspannebene von Hoch- auf Mittelspannung umfassend den Netzzustand zu erfassen und diese steuern zu können. 40 der befragten Hochspannungsnetzbetreiber können Informationen dabei mindestens bis zur Mittelspannungsebene, neun Netzbetreiber sogar bereits bis zur Umspannung auf die Niederspannung zentral erfassen und Netzbetriebsmittel schalten. Neben der Erfassung des Netzzustands werden beispielsweise Informationen über Abgangsströme und -spannungen in Umspann- und Schaltanlagen erfasst. Zentral schaltbare Netzbetriebsmittel sind beispielsweise Leistungsschalter, Trenner, Erder und Stufensteller in Umspann- und Schaltanlagen. 18 Hochspannungsnetzbetreiber (Vorjahr 12) planen, die eingesetzten Steuerungstechnologien zu erweitern. Dabei wollen einige Netzbetreiber zum Beispiel die Umrüstung im Zuge von Erneuerungs- oder Neubaumaßnahmen vorantreiben, andere Netzbetreiber geben an, eine Ausweitung der zentralen Zustandserfassung auf kritische und oder wichtige Punkte im Netzgebiet, auch in der Niederspannungsebene, zu planen. Der Datenbedarf für den Netzbetrieb nimmt dabei nach Auffassung der Hochspannungsnetzbetreiber stetig zu. Von den befragten Hochspannungsnetzbetreibern sehen zwar 12 keinen über den heutigen Informationsstand hinausgehenden weiteren Bedarf an Daten. Dagegen haben jedoch 45 der Verteilnetzbetreiber Bedarf nach weiteren, heute für sie noch nicht verfügbaren Daten. Eine hohe Heterogenität spiegelt sich bei der Verwertung der vorhandenen Daten wieder. Die Frage, ob regelmäßig die Auslastung des Netzes im Rahmen des Netzbetriebs prognostiziert wird, verneinen lediglich 29 Hochspanungsnetzbetreiber. Bei sieben Netzbetreibern findet wöchentlich eine Prognose der maximalen Netzauslastung statt. Weitere 17 Hochspannungsnetzbetreiber geben an, die Auslastung ihrer Netze täglich zu prognostizieren.

Im Rahmen der Abfrage wurden die Hochspannungsnetzbetreiber nach dem Ergreifen von technischen Maßnahmen zur besseren Ausnutzung der Bestandsnetze gefragt. Von den 59 befragten Netzbetreibern geben lediglich zwei Drittel der Netzbetreiber an, technische Maßnahmen zur besseren Ausnutzung der Bestandsnetze zu ergreifen. Hierbei wurden unter anderem die folgenden Maßnahmen genannt: aktives Blindleistungsmanagement, Auslastungs- sowie Freileitungsmonitoring, Hochtemperaturseile (HTLS), (intelligente) regulierbare OrtsNetzTransformatoren (rONT), lastflußrichtungsabhängige Spannungsregler

⁵ www.450connect.de

(HS/MS-Trafo), Schaltzustandsoptimierung und Spitzenkappung. Zur Reduzierung der Netzengpassmanagementkosten ist die optimale Ausnutzung der vorhandenen Betriebsmittel jedoch unabdingbar, sodass der Einsatz dieser Instrumente von allen Netzbetreibern erstrebenswert ist. Dies geht auch mit einer Steigerung der Akzeptanz des über diese Optimierungsmaßnahmen hinausgehenden Netzausbaus einher.

Für 2019 geben 25 Netzbetreiber an, rONTs betrieben zu haben. Die meisten dieser Netzbetreiber betrieben jeweils in ihrem Netz unter 20 rONT. Ein Netzbetreiber sticht mit einer Angabe von über 300 rONT hervor. Im Jahr 2018 nahmen 6 Netzbetreiber neue rONT in Betrieb.

Die 59 Hochspannungsnetzbetreiber wurden danach gefragt, wie sie die Einhaltung des Einspeisevorrangs sicherstellen. Die Detailtiefe der Antworten fällt bei dieser Frage sehr unterschiedlich aus. 19 der 59 Netzbetreiber geben an, dass keine Engpässe vorliegen bzw. dass das Netz ausreichend dimensioniert sei. Der Großteil der Netzbetreiber weist jedoch darauf hin, dass der Einspeisevorrang über das Leitsystem zentral gesichert ist. Dabei belässt es ein Teil der Netzbetreiber bei dieser Aussage, andere weisen zusätzlich darauf hin, dass bei der im Leitsystem hinterlegten Rangfolge der "BDEW Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern" berücksichtigt wurde. Drei Netzbetreiber weisen zusätzlich auf die VDE-Anwendungsregel "Kaskade" (VDE-AR-4140) hin, die für eine schnelle und reibungslose Zusammenarbeit zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern in kritischen Netzsituationen sorgt. 4 Netzbetreiber geben an, die Rangfolge manuell festzulegen, beispielweise durch langjährige Erfahrungswerte oder schriftlicher Vorgabe und Tabellenkalkulationsblatt. Die technische Umsetzung des Einspeisevorrangs reicht von manuell bis hin zur automatischen zentralen Steuerung durch das Leitsystem.

Eine häufig diskutierte Möglichkeit, Engpässe im Netz für den Zeitraum, in dem der Netzausbau noch nicht erfolgt ist, zu managen, ist zumindest theoretisch der Einsatz von netzdienlichen Flexibilitätsoptionen wie beispielsweise Speicher- oder Lastmanagement. Lediglich ein Netzbetreiber gibt an, Flexibilitätsdienstleistungen zur Vermeidung von Einspeisemanagement – sowohl innerhalb als auch außerhalb des integrierten Versorgungsunternehmens – zu nutzen. Rund 30 Netzbetreiber geben an, dass Pilotprojekte zu netzdienlicher Flexibilität im eigenen Netz durchgeführt werden oder dass sie an Pilotprojekten beteiligt sind. Viele der Piloten werden mit staatlichen Fördergeldern unterstützt, allein 10 Hochspannungsnetzbetreiber führen Piloten im Rahmen des SINTEG-Förderprogramms durch. Bei einem kleineren Teil der Projekte soll die bessere Integration von flexiblen Verbrauchseinrichtungen wie Elektromobilen und Wärmeanwendungen in der Niederspannungsebene erforscht werden. Die Mehrzahl der Projekte zielt dagegen darauf ab, durch den zusätzlichen lokalen Verbrauch von Strom (z.B. Power-to-Heat, Power-to-Gas) oder durch die Nutzung von Speichern die Abregelung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen zu verringern.

Nicht zuletzt aufgrund des Artikels 32 der Strommarkt-Richtlinie des "Clean Energy Package" und der Erprobung der Flexibilitätsbeschaffung auf Verteilnetzebene in den entsprechenden Pilotprojekten, wird eine marktliche Beschaffung von netzdienlichen Flexibilitäten durch den Verteilnetzbetreiber derzeit sehr intensiv diskutiert. Nach Auffassung der Bundesnetzagentur sind jedoch, bevor ein solcher Markt überhaupt angedacht werden kann, folgende Voraussetzungen zu erfüllen: Die Märkte müssen ausreichend liquide sein, das sogenannte "decrease-increase-gaming" muss effektiv verhindert werden können, alle Engpassmanagementkosten müssen in der Anreizregulierungsverordnung gleich behandelt werden und im

besten Fall sollte die Teilnahme auf solchen Märkten nur eigentumsrechtlich entflochtenen Verteilnetzbetreibern erlaubt sein.

3. Kurze Versorgungsunterbrechungen

Das vorgeschriebene Maß der Spannungsqualität richtet sich nach europäischen und internationalen Normen. Grundlegend wird unter der Spannungsqualität die Übereinstimmung zwischen den tatsächlichen, physikalischen Werten der Netzspannung und den vom Betreiber zugesagten Eigenschaften der Netzspannung verstanden. Weicht die Spannung an einer Übergabestelle um mehr als 5 Prozent von der Bezugsspannung ab, so liegt nach EN 50160:2010 bereits eine Unterbrechung vor. Der Begriff Versorgungsunterbrechung definiert eine tatsächliche – wenn auch kurzzeitige – Unterbrechung der Stromversorgung. Versorgungsunterbrechungen mit einer geringeren Dauer als 3 Minuten werden als kurze Versorgungsunterbrechungen bezeichnet. Eine Änderung der Produktqualität, wie es bei einer Spannungsabweichung der Fall ist, stellt hingegen keine Versorgungsunterbrechung dar. Ereignisse, bei denen die Versorgungsspannung an der Übergabestelle weniger als 90 Prozent aber mehr als 5 Prozent der Bezugsspannung beträgt, bezeichnet man als Spannungseinbrüche. Die Auswirkungen von kurzen Versorgungsunterbrechungen sind sehr unterschiedlich und abhängig von der Art des Verbrauchers sowie dessen Störempfindlichkeit. Bereits kleine Normabweichungen können in bestimmten Fällen zu Störungen bei Letztverbrauchern oder im Netzbetrieb führen. Kurze Versorgungsunterbrechungen werden somit von verschiedenen Kundengruppen unterschiedlich wahrgenommen. Für Haushaltskunden sind sie meist von untergeordneter Bedeutung. Bei industriellen Verbrauchern, die über keine gesonderte Absicherung der Stromversorgung für kritische Prozesse verfügen, können bereits sehr kurze Versorgungsunterbrechungen oder Spannungsabweichungen zu Produktionsbeeinträchtigungen führen. Ursächlich für kurze Versorgungsunterbrechungen sind bspw. atmosphärische Einwirkungen und daraus resultierende Erd- und Kurzschlüsse oder Netzrückwirkungen von Erzeugungsanlagen und Verbrauchsgeräten. In Deutschland erhebt die Bundesnetzagentur gemäß § 52 EnWG die Daten zu den Langzeitversorgungsunterbrechungen mit einer Dauer > 3 Minuten. Diese werden im Strombereich ebenfalls zur Qualitätsregulierung herangezogen. Zum Zweck einer regulatorischen Analyse in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzten, führt die Bundesnetzagentur derzeit eine Befragung zur Spannungsqualität durch und bietet Unternehmen die Möglichkeit, hierzu einen freiwilligen Beitrag zu leisten. Ziel der Befragung ist es, detailliertere Erkenntnisse und valide Daten von den Unternehmen hinsichtlich der Spannungsqualität zu erhalten, auf deren Basis eine regulatorische Analyse und Bewertung der Spannungsqualität in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen erfolgen kann.

Die befragten Hochspannungsnetzbetreiber geben bereits teilweise an, dass sie in den verschiedenen Netzebenen Kurzunterbrechungen < 3 Minuten abfragen. So erheben 35 der befragten Hochspannungsnetzbetreiber diese Kurzunterbrechungen in der Hochspannungsebene und 38 in der Mittelspannungsebene. In der Niederspannungsebene hingegen werden nur durch 13 Hochspannungsnetzbetreiber Kurzunterbrechungen < 3 Minuten erfasst. Von den Hochspannungsnetzbetreibern, die bereits Unterbrechungen < 3 Minuten erfassen, wurden im Jahr 2018 in der Nieder-, Mittel- und Hochspannung 2.168 Versorgungsunterbrechungen < 3 Minuten erfasst. Die Anzahl der erfassten Versorgungsunterbrechungen < 1 Minuten liegt bei 3.429. Es ist jedoch zu beachten, dass die Hochspannungsnetzbetreiber angegeben haben, dass die Erhebung dieser kurzen Versorgungsunterbrechungen nicht umfassend erfolge. Beispielsweise seien nicht alle Netzgebiete soweit

ausgestattet, dass kurze Versorgungsunterbrechungen flächendeckend erfasst werden können. Im Ergebnis ist somit festzuhalten, dass – auch bei den Hochspannungsnetzbetreibern, die bereits kurze Versorgungsunterbrechungen < 3 Minuten erfassen – eine Vollerhebung mit einem erheblichen investiven Aufwand verbunden wäre.

Teilweise erfolgen Kurzunterbrechungen als Automatische Wiedereinschaltungen (AWE) zur Vermeidung von längeren Versorgungsunterbrechungen. Durch AWE sollen bestehende Erdschlüsse auf Freileitungen gelöscht werden, um einen Weiterbetrieb der Freileitung zu ermöglichen und längere Versorgungsunterbrechungen oder Beeinträchtigungen in der Versorgungssicherheit zu vermeiden. Erfolgreiche AWE, die lange Versorgungsunterbrechungen vermeiden, werden von 34 der befragten Netzbetreiber erfasst. Hingegen werden nur von 16 Hochspannungsnetzbetreibern Spannungseinbrüche entsprechend EN 50160:2010 erfasst.

Hinsichtlich der Erfassung von Versorgungsunterbrechungen mit einer geringeren Dauer als 3 Minuten ergibt sich damit ein sehr uneinheitliches Bild der Vorgehensweise und der technischen Möglichkeiten. Kurze Versorgungunterbrechungen sind in weiten Teilen noch ein blinder Fleck im Netzbetrieb. Die Erfassung der Kurzzeitunterbrechungen nimmt zwar – auch durch die zunehmende Digitalisierung der Schaltanlagen – zu, es erfolgt jedoch noch keine flächendeckende Erfassung.

II Netzausbau in der Hochspannung

A Netzausbau und Alternativen

Die Hochspannungsnetzbetreiber haben nach § 14 Abs. 1b EnWG Netzkarten mit den Engpassregionen ihres Hochspannungsnetzes und ihre Planungsgrundlagen zur Entwicklung von Ein- und Ausspeisungen in den nächsten zehn Jahren in einem Bericht an die Bundesnetzagentur zu übermitteln. Dieser Bericht hat ebenfalls 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 des Netzes zu enthalten. Die Darstellung dieser Maßnahmen muss so ausgestaltet sein, dass ein sachkundiger Dritter erkennen kann, welche Veränderungen der Kapazitäten für Leitungstrassen und Umspannwerke mit den geplanten Maßnahmen einhergehen, welche Alternativen der Netzbetreiber geprüft hat und welche Kosten voraussichtlich entstehen.

Durch die grafische Darstellung der Engpassregionen soll der voraussichtliche Netzausbau – analog zu den Netzausbauplänen der Höchstspannungsebene – verdeutlicht werden. Zusätzlich werden die Grundlagen des geplanten Netzausbaus transparenter. Entsprechend der Netzausbaupläne in der Höchstspannungsebene ist es daher notwendig, die Informationen zu den bestehenden Engpässen in Karten darzustellen, um Aussagen zur räumlichen Allokation von zukünftigen Netzausbaumaßnahmen zu erhalten.

Netzbetreiber in Deutschland sind gesetzlich verpflichtet, ein sicheres und zuverlässiges Energieversorgungsnetz zu betreiben. Um die zukünftigen Versorgungsaufgaben unter ökonomischen und ökologischen Aspekten effizient zu erfüllen, haben Netzbetreiber gemäß § 11 Abs. 1 EnWG und § 12 Abs. 1 EEG neben der Wartung bestehender Anlagen auch bedarfsgerechte Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau ihrer Netze vorzunehmen. Dieser Aufgabe müssen Netzbetreiber im Rahmen ihrer Netzplanung gerecht werden. Die Reihenfolge bei der Anwendung der Maßnahmen zur Erweiterung der Netze wird als sogenanntes "NOVA-Prinzip" bezeichnet. Die Abkürzung NOVA steht hierbei für Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau und bedeutet, dass zuerst versucht werden soll, den Netzbetrieb zu optimieren. Ist eine Netzoptimierung nicht ausreichend, soll das bestehende Netz verstärkt werden. Der Netzausbau stellt die letzte Option dar, wenn sowohl die Netzoptimierung als auch die Netzverstärkung nicht ausreicht. Das "NOVA-Prinzip" ist nach dem Gesetzeswortlaut in § 11 Absatz 1 Satz 1 EnWG nicht auf die Hoch- und Höchstspannungsebene begrenzt und findet in der Praxis in allen Netzebenen Anwendung. Dabei finden allerdings nur in 38 (Vorjahr 32) der 59 befragten Hochspannungsnetzbetreiber interne Richtlinien zu NOVA-Maßnahmen in der Netzplanung Anwendung. Bei 35 (Vorjahr 31) dieser Hochspannungsnetzbetreiber muss aufgrund unternehmensinterner Vorgaben projektspezifisch dargestellt werden, welche Alternativen zur Netzoptimierung und -verstärkung betrachtet wurden. Im Vergleich zum Vorjahr nimmt damit die Bedeutung der NOVA-Maßnahmen bei den Netzbetreibern zu. Um jedoch den Netzausbau auf ein Minimum zu reduzieren, sind weitere Anstrengungen erforderlich.

Die zunehmende Bedeutung von Ausbau- und Optimierungsmaßnahmen korrespondiert mit den Rückmeldungen zu der Frage, ob technische Maßnahmen zur besseren Ausnutzung der Bestandsnetze ergriffen werden. Wie im Kapitel Ausnutzung der Bestandsnetze (IC2) dargestellt, bejahten dies 39 der befragten Hochspannungsnetzbetreiber.

B Entwicklung von Ein- und Ausspeisungen

In die Prognose des Netzausbaubedarfs ist die Entwicklung der Ein- und Ausspeisungen einzubeziehen. Im Rahmen der Netzausbauberichte sind von den Hochspannungsnetzbetreibern daher die Planungsgrundlagen zur Entwicklung von Ein- und Ausspeisungen in den nächsten zehn Jahren anzugeben. Die netzdimensionierenden Faktoren sind hierbei die zu erwartenden Maximalwerte für Ein- und Ausspeisungen. In Folge dessen wurden die maximale Einspeiseleistung aus Erzeugungsanlagen und unterlagerten Netzebenen sowie die maximale Ausspeiseleistung an Letztverbraucher und unterlagerte Netzebenen bei den 59 Hochspannungsnetzbetreibern abgefragt. Zum Vergleich mit der Prognose für das Jahr 2029 wurden die Maximalwerte zum 01.01.2019 ebenfalls abgefragt. Ein Netzbetreiber gibt für seine Umspannwerke die erwartete Erhöhung der maximalen Leistung unter Angabe des jeweiligen Grundes an. Interessant ist, dass hierbei eine erwartete Erhöhung der maximalen Ausspeisung an vier Umspannwerken um 0,5 MW auf Grund von Elektromobilität angegeben wird. An einem Umspannwerk erwartet dieser Netzbetreiber +10 MW maximale Ausspeiseleistung auf Grund von Elektrobussen. 47 Hochspannungsnetzbetreiber geben für 2019 und 2029 die maximale Ein- und Ausspeiseleistung an. Hierbei unterscheidet sich nicht nur die Größe der jeweiligen Hochspannungsnetzbetreiber, sondern ebenso der Detailierungsgrad der Angaben. Die Regionalisierung der prognostizierten Ein- und Ausspeisungen bewegt sich von einer Prognose für das gesamte Netzgebiet über Prognosen für Netzteilgebiete bis hin zu 711 Einzelprognosen für Übergabestellen in dem betreffenden Hochspannungsnetz. Alle befragten Hochspannungsnetzbetreiber zusammen haben dabei 2.777 Einzelprognosen für Netzgebiete und Übergabestellen übermittelt. Für das Jahr 2029 werden dabei an 221 Übergabestellen Einspeisungen prognostiziert, an denen zum 01.01.2019 noch keine Einspeisung vorlag. Darüber hinaus wurden an 40 Übergabestellen Ausspeisungen prognostiziert an denen zum 01.01.2019 noch keine Ausspeisung erfolgte. Unter den in 2029 hinzukommenden Übergabestellen haben 154 Übergabestellen zum 01.01.2019 weder Ein-noch Ausspeisungen und sind somit noch nicht im Betrieb. An 28 Übergabestellen fällt 2029 die Einspeisung, an 31 Übergabestellen die Ausspeisung weg. Dabei fallen für zwei Übergabestellen sowohl Einspeisung als auch Ausspeisung zum 01.01.2029 weg, d. h. diese Übergabestellen stellen den Betrieb ein.

Die prognostizierte Entnahme- und Einspeiseleistung der oben genannten 154 neu in Betrieb gehenden Übergabestellen und Netzgebiete zeigt, dass die erwarteten zunehmenden Einspeiseleistungen den Netzausbau wesentlich bestimmen: Lediglich 3 der 154 neuen Übergabestellen und Netzgebiete werden aufgrund einer ausschließlichen Entnahmeleistung bis zum 01.01.2029 geplant. Das heißt, dass in den nächsten 10 Jahren 3 rein lastbedingte zusätzliche Übergabestellen prognostiziert werden. Hingegen sind 133 dieser 154 Übergabestellen und Netzgebiete für eine ausschließliche Einspeiseleistungen aus Erzeugungsanlagen und unterlagerten Netzebenen vorgesehen. Dies deutet auf den zukünftig vorrangig durch Ein- und Rückspeisungen getriebenen Ausbau der Hochspannungsebene hin. Es ist jedoch ein Hinweis auf den vermehrten Einsatz von Einspeisenetzen, die ausschließlich zur Aufnahme der Einspeiseleistung aus dezentralen Erzeugungsanlagen ins Hochspannungsnetz zur Weiterleitung an das Übertragungsnetz dienen.

Die übermittelten Entnahme- und Einspeiseleistungen je Netzgebiet und Übergabestelle stellen nicht den Beitrag zur bundesweit zeitgleichen Jahreshöchstleistung dar. Die Summe der zeitungleichen, maximalen Entnahme- und Einspeiseleistungen ist dementsprechend ungleich der bundesweiten zeitgleichen maximalen Entnahme- und Einspeiseleistungen, die z.B. im Netzentwicklungsplan (NEP) angegeben wird. Die bei den Hochspannungsnetzbetreibern abgefragten Werte dienen lediglich der Darstellung, wie sich auf Grundlage

der Einschätzungen der Netzbetreiber die Entnahme- und Einspeiseleistungen im Zeitablauf entwickelt. Die Summe der vorliegend erhobenen zeitungleichen, maximalen Einspeiseleistungen aus Erzeugungsanlagen und unterlagerten Netzebenen wird zum 01.01.2019 mit 93,7 Gigawatt angegeben. Zum 01.01.2029 steigern sich die prognostizierten zeitungleichen, maximalen Einspeiseleistungen aus Erzeugungsanlagen und unterlagerten Netzebenen auf 139 Gigawatt. Das sind 48,4 Prozent mehr Leistung, die in die Hochspannungsebene aus direkt angeschlossenen Erzeugungsanlagen eingespeist und aus nachgelagerten Netzebenen rückgespeist werden. Die Summe der zeitungleichen, maximalen Entnahmeleistung von Letztverbrauchern und unterlagerten Netzebenen zum 01.01.2019 beträgt 80,1 Gigawatt und erhöht sich zum 01.01.2029 auf 89,5 Gigawatt. Dies sind 11,7 Prozent mehr im Vergleich zum Ausgangsjahr. Es zeigt sich folglich, dass die erwarteten Änderungen der Leistungen sehr viel stärker erzeugungsseitig als lastseitig getrieben sind. In der Vorjahresabfrage, für die Zeitpunkte 01.01.2018 und 01.01.2028, lag die prognostizierte Veränderung der summierten zeitungleichen Einspeiseleistung bei +49 Prozent. Die prognostizierte Veränderung der zeitungleichen maximalen Entnahmeleistung betrug +6 Prozent. Die Prognose auf Seite der Einspeisung ist nahezu konstant geblieben. Die prognostizierte Veränderung der Lastseite hat sich hingegen von 6 Prozent auf 12 Prozent erheblich gesteigert.

Zeitungleiche, maximale Einspeise- und Entnahmeleistung in Gigawatt

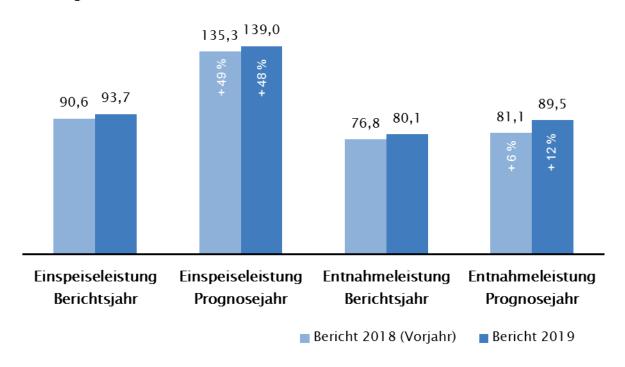


Abbildung II-1: Zeitungleiche, maximale Einspeise- und Entnahmeleistung in Gigawatt

C Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des 110-Kilovolt-Netzes

In der Hochspannungsebene werden von den befragten Hochspannungsnetzbetreibern insgesamt 971 (Bericht 2018: 958) Netzausbaumaßnahmen für die nächsten 10 Jahre geplant. Diese belaufen sich auf ein Investitionsvolumen in Höhe von 6,4 Mrd. Euro. Im Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilnetze 2018 wurden 958 Netzausbaumaßnahmen mit einem Investitionsvolumen in Höhe von 5,5 Mrd. Euro gemeldet. Im Vergleich zur separierten Betrachtung der Hochspannungsausbaumaßnahmen wurden der Bundesnetzagentur für alle Netzebenen, also inklusive der Hochspannungsebene, zum Stichtag 31.12.2018 insgesamt 2.352 (Bericht 2018: 2321) geplante und im Bau befindliche Netzausbauvorhaben in Höhe von 13,7 Mrd. Euro (Bericht 2018: 11,1 Mrd. Euro) für die nächsten 10 Jahre (2019 – 2029) vorgetragen. Damit hat die Hochspannungsebene in Bezug auf das Investitionsvolumen einen verhältnismäßig hohen Anteil an den für die nächsten 10 Jahre geplanten Netzausbaumaßnahmen. Dies ist insbesondere auf die deutlich kürzeren Planungszeiträume in der Mittel- und Niederspannung sowie die geringere Abdeckung der Abfrage in den unteren Netzebenen zurückzuführen. Die Netzausbauplanung in der Mittel- und Niederspannung kann – auch aufgrund des hohen Verkabelungsgrads – deutlich kurzfristiger umgesetzt werden als Maßnahmen in der Hochspannungsebene.

In den nachfolgenden Abbildungen Abbildung II-2 und Abbildung II-3 wir das 110 kV Hochspannungsnetz sowie die Netzengpässe der befragten Netzbetreiber geografisch dargestellt. Hierbei ist zu beachten, dass einerseits nicht alle Netzbetreiber die geometrischen Daten zur Erstellung der Netzkarten in geeigneter Form gemeldet haben und eine Meldung von Engpassdaten nur erfolgt, wenn ein solcher im Netz besteht. In der Übersichtskarte (Deutschland) mit Hochspannungsleitungen (Abbildung II-2) sind 34 von 59 Verteilnetzbetreiber einbezogen.

Ein Vergleich der beiden Karten zeigt auf, dass Netzengpässe vorrangig im Nord und im Osten zu verorten sind. Die unterschiedliche Dicke der einzelnen Engpasslinien ist dabei außer Acht zu lassen. Dieser Effekt ist einzig auf eine unterschiedliche grafische Darstellung der Engpässe in den von den Verteilnetzbetreibern gemeldeten Daten zurückzuführen.

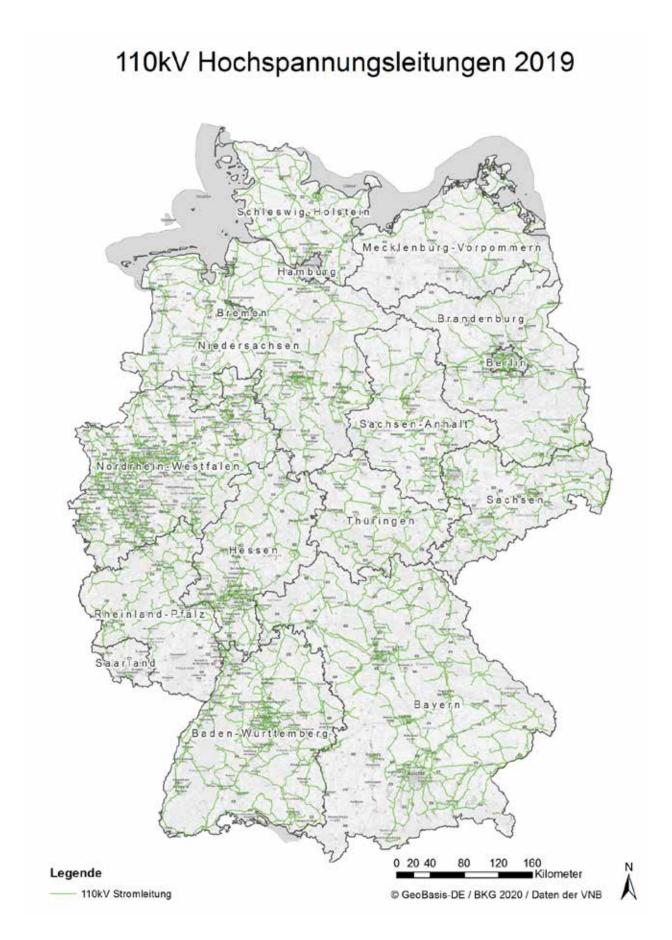


Abbildung II-2: Übersichtskarte (Deutschland) mit Hochspannungsleitungen

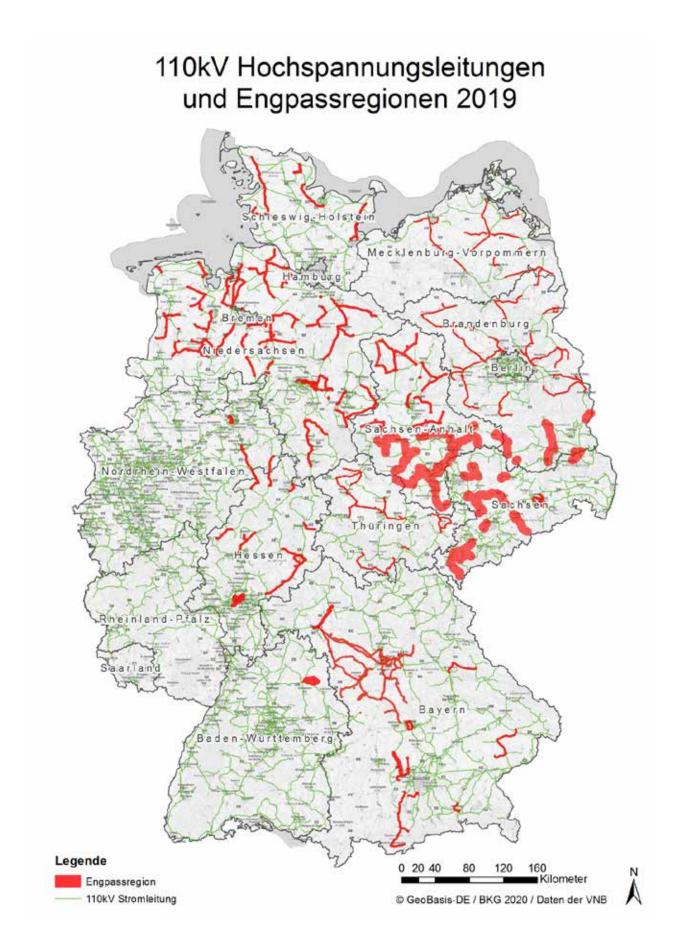


Abbildung II-3: Übersichtskarte (Deutschland) mit Engpassregionen der Hochspannungsnetzbetreiber

Lediglich 134 der in den nächsten 10 Jahren geplanten 971 Investitionsprojekten im Hochspannungsnetz sollen einen schon heute bestehenden – also bereits Einspeisemanagementmaßnahmen erfordernden – Engpass beheben. Das hierfür vorgesehene Investitionsvolumen beträgt nur 904 Mio. Euro. Der überwiegende Teil der für die nächsten 10 Jahre projektierten Netzausbaumaßnahmen im Hochspannungsnetz erfolgt damit weiterhin präventiv zur Vermeidung zukünftiger Netzengpässe und zum Ersatz bestehender Hochspannungsleitungen.

In den von den Hochspannungsnetzbetreibern angegebenen 971 Investitionsprojekten in der Hochspannungsebene (6,4 Mrd. Euro) sind dabei sowohl Ersatz- als auch Ausbaumaßnahmen enthalten. Ein Vergleich mit den Zahlen zu Investitionen und Aufwand in die Netzinfrastruktur aus dem Monitoringbericht 2019 zeigt, dass in der vorliegenden projektspezifischen Abfrage der Netzinvestitionen für den Zeitraum bis 2029 nicht alle Investitionen enthalten sein können. Die jährlichen Investitionen in die Netzinfrastruktur der 768 Verteilnetzbetreiber, die hierzu Angaben im Monitoringbericht 2019 gemacht haben, betrugen allein im Jahr 2018 bereits insgesamt ca. 3,9 Mrd. Euro. Dieses geringere Investitionsvolumen im Netzausbaubericht, der ausschließlich auf die Hochspannungsnetzbetreiber fokussiert, ist ebenso durch den geringeren Abdeckungsgrad im Vergleich zum Monitoringbericht bedingt. Hinzu kommt gerade in unteren Spannungsebenen eine Vielzahl von kurzfristigen Netzausbaumaßnahmen, die nicht durch die Abfrage langfristiger Netzausbauprojekte erfasst werden kann.

Die Investitionen können grundsätzlich unterschieden werden in Ersatz- und Ausbauinvestitionen. Die Abgrenzung der Ersatzmaßnahmen von den Ausbaumaßnahmen ist jedoch schwierig, da im Zuge von Ersatzmaßnahmen sehr oft höhere Leitungskapazitäten, beispielsweise durch höhere Masten oder größere Leiterquerschnitte, realisiert werden. Zudem nutzen einige Netzbetreiber im Rahmen ihrer Zielnetzplanung die notwendigen Ersatzmaßnahmen, um die Netzstruktur einem prognostizierten, geänderten Bedarf anzunähern. Eine Abgrenzung zwischen Ersatz- und Ausbaumaßnahmen erfolgt daher nur näherungsweise durch eine Auswertung der Projektbeschreibung und der netztechnischen Begründung. Bei dieser groben Abgrenzung zwischen der als Ersatzmaßnahmen bezeichneten Netzmaßnahmen sind zwischen 0,8 bis 2,1 Mrd. Euro von den 6,4 Mrd. Euro Investitionsgesamtvolumen in der Hochspannungsebene für Ersatzmaßnahmen vorgesehen.

Die nachstehende Abbildung II-4 gibt eine Übersicht der einzelnen Investitionsvolumina [Mio. Euro] von geplanten und im Bau befindlichen Maßnahmen in der Hochspannung in den nächsten 10 Jahren. Dargestellt sind diejenigen Hochspannungsnetzbetreiber, deren nach § 14 Abs. 1b EnWG gemeldeten Netzausbaumaßnahmen in Summe mehr als 5 Mio. Euro betragen. Die Übersicht lässt erhebliche Unterschiede in den geplanten Investitionsvolumina erkennen. Auch Hochspannungsnetzbetreiber, die aufgrund ihrer städtischen Versorgungsaufgabe nicht übermäßig mit der Integration dezentraler Erzeugung belastet sind, weisen hohe Investitionsvolumina auf. Diese hohen Investitionsvolumina dürften damit zu einem überwiegenden Teil auf geplante und im Bau befindliche Ersatzmaßnahmen zurückzuführen sein. Teilweise werden durch die angegebenen Maßnahmen die Netzstrukturen zur Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit als auch im Hinblick auf zukünftige Lastentwicklungen angepasst.

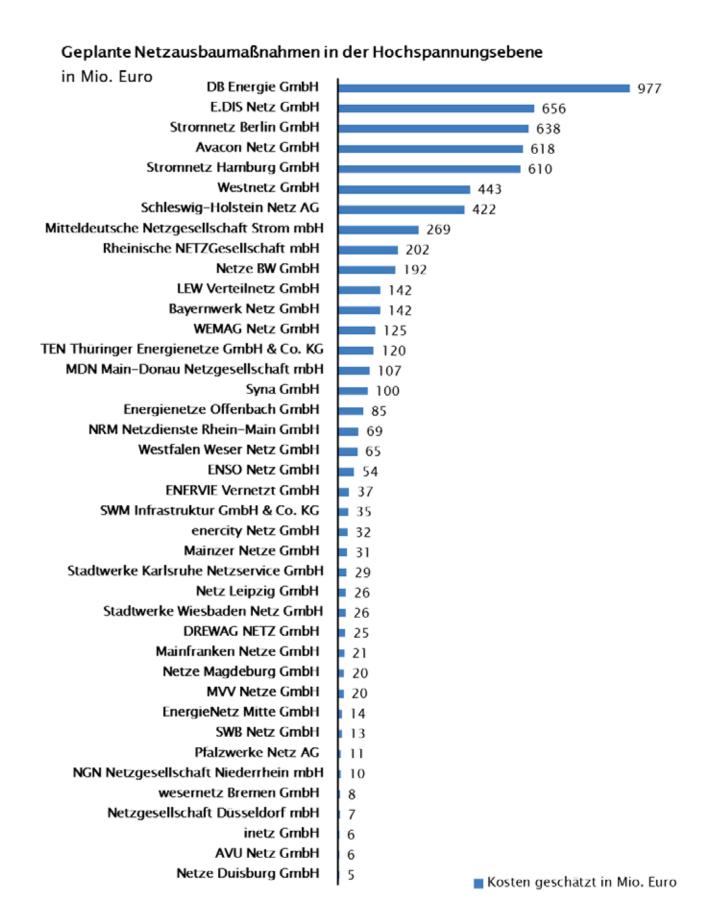


Abbildung II-4: Übersicht der Investitionsvolumina [Mio. Euro] von geplanten und im Bau befindlichen Maßnahmen in der Hochspannung in den nächsten 10 Jahren, größer 5 Mio. Euro

Wie in Abbildung II-4 zu sehen ist, liegen die gemeldeten Investitionsvolumina in der Hochspannung von DB Energy GmbH, E.DIS Netz GmbH, Stromnetz Berlin GmbH, Avacon Netz GmbH sowie Stromnetz Hamburg GmbH jeweils über 600 Millionen Euro. Der Großteil der gemeldeten Netzausbaumaßnahmen dieser fünf Verteilnetzbetreiber ist jedoch den Bereichen Ersatzneubau, Ertüchtigung, Umstrukturierungen, sowie Optimierung bereits vorhandener Betriebsmittel wie Leitungen, Umspannwerken und Schaltanlagen zuzuschreiben.

Das 110-kV Bahnstromnetz der DB-Energie GmbH erstreckt sich über das gesamte Bundesgebiet. Bei den gemeldeten Netzausbaumaßnahmen der DB Energie GmbH handelt es sich überwiegend um Kapazitätserweiterungen und Ersatzneubau. Lediglich 10 Prozent der Netzausbaumaßnahmen betreffen den Bau neuer Bahnstromlinien. Ähnlich verhält es sich bei den Verteilnetzbetreibern E.DIS Netz GmbH und Stromnetz Hamburg GmbH. Hier liegt der Anteil des Baus neuer Leitungen und Schaltanlagen bei 14 Prozent bzw. 6 Prozent des Investitionsvolumens. Bei der Stromnetz Berlin GmbH liegt der Anteil der Neubaumaßnahmen bei 30 Prozent und entspricht 47 Prozent des Investitionsvolumens. Bei der Avacon Netz GmbH sind 27 Prozent der gemeldeten Netzausbaumaßnahmen dem neuen Bau von 110 kV-Leitungen, Umspannwerken und Schaltanlagen zuzuschreiben. Dies macht knapp 50 Prozent des gesamten Investitionsvolumens aus. Auffallend bei der Avacon Netz GmbH sind viele kleinere Netzausbaumaßnahmen um das Freileitungsmonitoring auf vorhandenen Leitungen einzuführen.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung I-1: Vertragliche Grenzwertvereinbarung zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern	13
Abbildung I-2: Planerische Leistung für die Lastflussberechnung in der Netzplanung in kVA	19
Abbildung II-1: Zeitungleiche, maximale Einspeise- und Entnahmeleistung in Gigawatt	27
Abbildung II-2: Übersichtskarte (Deutschland) mit Hochspannungsleitungen	29
Abbildung II-3: Übersichtskarte (Deutschland) mit Engpassregionen der Hochspannungsnetzbetreiber	30
Abbildung II-4: Übersicht der Investitionsvolumina [Mio. Euro] von geplanten und im Bau befindlichen	32

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

September 2020

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