



Bundesnetzagentur

Bericht

Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2018



Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilnetze 2018

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

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

Referat 606

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: info@bnetza.de

Vorwort

Durch die vermehrt in den Verteilnetzen angeschlossene Erzeugungsleistung sowie durch den erwarteten Zuwachs im Bereich der Elektromobilität rückt sowohl der Ausbau der Verteilnetze als auch die Bedeutung der Verteilnetze für die Systemstabilität zunehmend in den Fokus. Der vorliegende Bericht erfasst deshalb die – neben dem Netzausbaubedarf sowie der Ausnutzung der Bestandsnetze – zurzeit intensiv diskutierten Themen Elektromobilität, IT-Sicherheit und Systemdienstleistungen im Verteilnetz. Die Angaben der Verteilnetzbetreiber werfen ein Schlaglicht auf die Herausforderungen, vor denen die Verteilnetzbetreiber – auch bereits gegenwärtig – im Betrieb der Netze gestellt werden.

Das Ergebnis der Auswertung zeigt vor allem die heterogene Belastung der Verteilnetzbetreiber und die daraus resultierenden Herausforderungen. Während die Flächennetzbetreiber wesentlich mit dem Zubau dezentraler Erzeugung konfrontiert sind, beschäftigen sich vor allem städtische Netzbetreiber mit den zukünftigen Herausforderungen der Elektromobilität. Der Netzausbaubedarf schwankt dabei nicht nur zwischen städtischen und ländlichen Netzbetreibern. Auch der Netzausbaubedarf der städtischen Netzbetreiber variiert erheblich. Ein einzelnes, entscheidendes Merkmal für besonders vom Netzausbau betroffene Netzbetreiber ist nicht zu identifizieren. Die Erwartung signifikanter Steigerungen der Einspeiseleistungen bei nur geringen Steigerungen der Entnahmeleistungen deuten auf den zukünftig vorrangig durch Ein- und Rückspeisungen getriebenen Ausbau der Hochspannungsebene hin. Diese Steigerung der Einspeiseleistungen ist jedoch auch 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. Bereits heute zeigt sich, dass die Engpässe vorrangig in den weniger stark vermaschten Hochspannungsnetzen im Norden und im Osten zu verorten sind. Deutlich wird aber auch, dass die geplanten Investitionsvolumen überwiegend nicht durch bereits bestehende Engpässe begründet werden. Der größte Teil der für die nächsten 10 Jahre projektierten Netzausbaumaßnahmen im Hochspannungsnetz erfolgt damit präventiv zur Vermeidung zukünftiger Netzengpässe und zum Ersatz bestehender Hochspannungsleitungen.

Gerade eine vorausschauende und effiziente Planung der Netze setzt voraus, dass den Netzbetreibern belastbare Daten für ihr eigenes Netz vorliegen. Eine exakte Kenntnis über den tatsächlichen Netzzustand ermöglicht zudem, Bestandsnetze optimal auszulasten. Nahezu alle Netzbetreiber geben an, in ihren Hochspannungsnetzen bis zur Umspannebene von Hoch- auf Mittelspannung umfassend den Netzzustand zu erfassen und ihre Netze steuern zu können. In Bezug auf die Mittelspannung ändert sich das Bild, lediglich ein knappes Drittel der Hochspannungsnetzbetreiber haben ihre Mittelspannungsebene weitgehend in das Netzleitsystem eingebunden. Im Fokus der Diskussion um belastbare Daten steht derzeit wiederum vor allem die Niederspannungsebene, konkret in Bezug auf die Ladeinfrastruktur im Rahmen der E-Mobilität. Zwar verfügt eine Vielzahl der Netzbetreiber zumindest nach eigener Einschätzung derzeit über belastbare Daten zur aktuellen Ladeinfrastruktur in ihrem Netz. In Gesprächen wurde der Bundesnetzagentur allerdings auch zuweilen berichtet, dass bei der privaten Ladeinfrastruktur Informationsdefizite bestehen. In jedem Fall herrscht insgesamt die Einschätzung vor, dass der Datenbedarf stetig zunimmt. Nur wenige der Hochspannungsnetzbetreiber sehen keinen über den heutigen Informationsstand hinausgehenden weiteren Bedarf an Daten. Fragen der Datenverfügbarkeit werden somit auch weiterhin die Debatte um den Betrieb und Ausbau der Verteilnetze bis in die Niederspannungsebene prägen.

Neben der Kenntnis über das eigene Netz erhöht sich auch der Abstimmungsbedarf zwischen Verteilnetzbetreibern und den Übertragungsnetzbetreibern. Dies gilt nicht nur für das Einspeisemanagement, welches im Verteilnetz nach wie vor vorrangig auf Grund von Anforderungen des Übertragungsnetzbetreibers durchgeführt wird. Auch in Bereichen der Frequenzhaltung und dem Netzwiederaufbau werden die Verteilnetzbetreiber perspektivisch zunehmend durch die Übertragungsnetzbetreiber eingebunden. Am Beispiel Netzwiederaufbau zeigt sich nach Darstellung der Hochspannungsnetzbetreiber, dass schon Absprachen und Konzepte mit dem ÜNB bezüglich eines notwendigen Netzwiederaufbaus bestehen und die Zusammenarbeit in diesem Bereich offensichtlich gut funktioniert. Aufgrund des weiteren Zubaus dezentraler Erzeugung in den Verteilnetzen und des gleichzeitig zu erwartenden Rückbaus von Großkraftwerken an den Übertragungsnetzen muss die Zusammenarbeit beim Netzwiederaufbau jedoch auf weitere Verteilnetzbetreiber ausgeweitet und intensiviert werden.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Verteilnetzbetreiber angeben, vielfältige Anstrengungen zur Informationsbeschaffung zu unternehmen, um sich einen Überblick über den tatsächlichen Netzzustand zu verschaffen und um zukünftige Herausforderungen zu analysieren. Dabei ergibt sich aus den vorliegenden Berichten, dass sich die Herausforderungen in den jeweiligen Netzen sehr unterschiedlich darstellen. Die Betrachtung der gemeldeten Investitionsprojekte zeigt, dass umfangreiche Investitionen geplant sind und dass der überwiegende Teil der für die nächsten 10 Jahre projektierten Netzausbaumaßnahmen im Hochspannungsnetz präventiv zur Vermeidung zukünftiger Netzenspässe und zum Ersatz bestehender Hochspannungsleitungen und Hochspannungsschaltanlagen erfolgt.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	3
Inhaltsverzeichnis	5
Abbildungsverzeichnis	7
Rechtsgrundlage	9
I SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN IN DEN VERTEILNETZEN.....	11
A Spannungshaltung.....	12
B Netzwiederaufbau.....	15
C Netzbetrieb	17
1. Elektromobilität.....	17
2. IT-Sicherheit.....	19
3. Ausnutzung der Bestandsnetze	22
II NETZAUSBAU IN DER HOCHSPANNUNG.....	25
A Netzausbau und Alternativen.....	26
B Entwicklung von Ein- und Ausspeisungen	28
C Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des 110-Kilovolt- Netzes.....	30
Impressum.....	34

Abbildungsverzeichnis

Abbildung I-1: Blindleistungsforderung nach Vorgabe aus technischen Richtlinien	13
Abbildung I-2: Grenzwerte für die Blindleistungsflüsse zwischen ÜNB und VNB.....	14
Abbildung I-3 Systeme im Anwendungsbereich des Informationssicherheits-Managementsystems	21
Abbildung I-4 Mitarbeiteranzahl im Anwendungsbereich des Informationssicherheits-Managementsystems	22
Abbildung 5: Anwendung von Spitzenkappung im Netzgebiet	27
Abbildung II-6: Übersichtskarte (Deutschland) mit Hochspannungsleitungen und Netzverknüpfungspunkten	30
Abbildung II-7: Übersichtskarte (Deutschland) mit Engpassregionen der Hochspannungsnetzbetreiber	31
Abbildung II-8: Übersicht der Investitionsvolumina von geplanten und im Bau befindlichen Maßnahmen in der Hochspannung in den nächsten 10 Jahren	33

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 ihn 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.

Zudem sind Betreiber eines Hochspannungsnetzes mit einer Nennspannung von 110 Kilovolt erstmalig nach dem novellierten § 14 Abs. 1b EnWG verpflichtet, Netzkarten mit den Engpassregionen ihres Hochspannungsnetzes und ihre Planungsgrundlagen zur Entwicklung von Ein- und Ausspeisungen in den nächsten zehn Jahren in einem Bericht auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen und der Regulierungsbehörde zu übermitteln. 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 2018 an insgesamt 57 Verteilnetzbetreiber gerichtet. Die Abfrage zielt auf den Netzzustand- und Netzausbau mit Stand zum 31.12.2017. Nach Stromkreislänge decken die Berichte der abgefragten Verteilnetzbetreiber in der Hochspannungsebene 98 Prozent der Stromkreislänge ab, in der Mittelspannungsebene 69 Prozent und in der Niederspannungsebene 64 Prozent. Wegen fehlender oder unplausibler Angaben konnten 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 unternehmensscharf dargestellt. Die nach § 14 Abs. 1a EnWG erfragten Informationen sind mangels einer gesetzlichen Veröffentlichungspflicht anonymisiert dargestellt.

Die Umsetzung der gesetzlichen Veröffentlichungspflicht wurde von 46 der 57 Hochspannungsnetzbetreiber umgesetzt. Dabei variieren jedoch der Umfang, Darstellung und die Detaillierung der veröffentlichten Daten. Dies ist teilweise auf den unterschiedlichen Umfang der geplanten Netzausbauvorhaben zurückzuführen. So beschränken sich häufig kleinere und städtische Hochspannungsnetzbetreiber mit wenigen oder keinen Netzausbauvorhaben in der Hochspannungsebene auf die Darstellung der Netzkarte und eventuell vorhandener Engpassregionen. Weitaus weniger umfangreich erfolgt die ebenfalls gesetzlich geforderte Darstellung der Planungsgrundlage, zum Ausbau des Netzes und zu den geprüften Alternativen zum Netzausbau. Lediglich neun Hochspannungsnetzbetreiber informieren zudem darüber, welche Kosten durch den Netzausbau voraussichtlich entstehen. Der aktuelle Umsetzungsstand der Veröffentlichungspflichten ist deshalb nicht zufriedenstellend und erfordert zukünftig weitergehende Maßnahmen durch die Regulierungsbehörde.

I Systemdienstleistungen in den Verteilnetzen

Die Systemverantwortung für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Elektrizitätsversorgungsnetze wird durch die Systemdienstleistungen wahrgenommen. Die Systemdienstleistungen bestehen nach allgemeiner Auffassung aus der Betriebsführung, der Spannungshaltung, der Frequenzhaltung und dem Netzwiederaufbau. Die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone obliegt den Betreibern der Übertragungsnetze. Dies gilt jedoch auch 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. Regelmäßig sind die Verteilnetzbetreiber weder für die Frequenzhaltung in der jeweiligen Regelzone verantwortlich noch in die Erbringung der Frequenzhaltung involviert. Dementsprechend wurden zur Frequenzhaltung keine Fragen an Hochspannungsnetzbetreiber adressiert. Hinsichtlich des Netzwiederaufbaus sind die Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich für ihre jeweilige Regelzone. Aufgrund der zunehmenden Bedeutung der dezentral in Verteilnetzen angeschlossenen Erzeugungsanlagen sind jedoch Verteilnetzbetreiber zunehmend in den Netzwiederaufbau 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 können die Netz- und Kundenanlagen beschädigt werden oder es kann zumindest zu Fehlfunktionen 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 auch durch die Bereitstellung von induktiver oder kapazitiver Blindleistung Einfluss auf die Netzspannung genommen werden. Die dafür benötigte Blindleistung kann entweder aus eigenen Netzbetriebsmitteln, wie Spulen, die induktive Blindleistung und Kondensatoren, die kapazitive Blindleistung liefern können, oder aus im Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen bereitgestellt werden. Im Rahmen seiner Technischen Anschlussbedingungen (TAB) kann der Netzbetreiber dafür Anforderungen an die Höhe und die Art der Blindleistungseinspeisung der Erzeugungsanlagen vorgeben.

Die 57 Hochspannungsnetzbetreiber wurden dazu gefragt, welche Blindleistungsvorgaben sie im Rahmen ihrer TAB an Erzeugungsanlagen stellen und ob sie dabei auf eine der in den technischen Richtlinien definierten Kennlinien zurückgreifen. In Abbildung I-1 ist die Anzahl der Netzbetreiber abgebildet, die in ihren Anforderungen zur Blindleistungserbringung an Erzeugungsanlagen auf die Vorgaben aus den einschlägigen technischen Richtlinien zurückgreifen.¹

¹Drei Netzbetreiber machten zu dieser Frage keine Angabe.

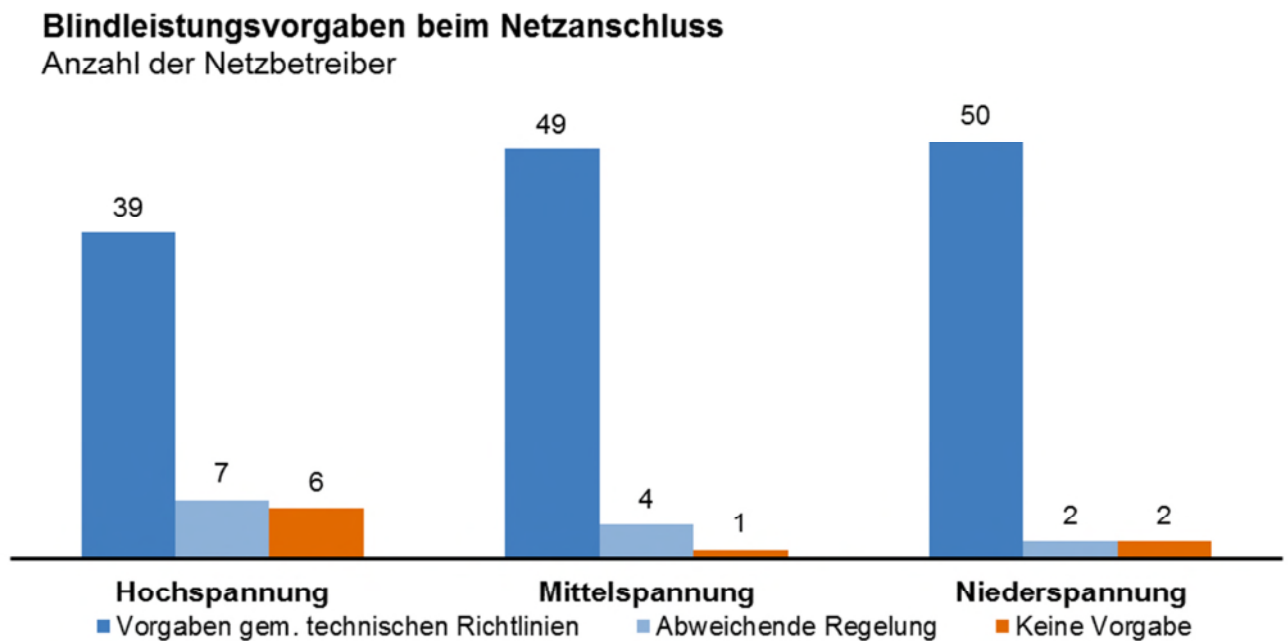


Abbildung I-1: Blindleistungsforderung nach Vorgabe aus technischen Richtlinien

Wie in Abbildung I-1 zu erkennen ist, orientieren sich die meisten Netzbetreiber bei der Formulierung von Anforderungen in ihren TAB an den entsprechenden technischen Richtlinien für die jeweilige Spannungsebene. Insbesondere in der Hochspannung gibt es aber einige Netzbetreiber, die abweichende Regelungen oder in sechs Fällen sogar gar keine Anforderungen an die Blindleistungserbringung stellen. Als häufigsten Grund für den Verzicht auf eine Vorgabe geben die Befragten in allen Spannungsebenen an, dass entweder keine Erzeugungsanlagen in der Hochspannung angeschlossen seien, oder dass diese noch zu Zeiten angeschlossen worden wären, zu denen abweichende Vorgaben bestanden, sodass für diese nun Bestandsschutz gelte. Zwei Netzbetreiber nannten zudem als Begründung den guten Ausbau des eigenen Hochspannungsnetzes, in dem sie nicht mit Spannungsproblemen rechnen und somit auch keine Notwendigkeit für eine Blindleistungserbringung sehen. Als abweichende Regelung wird von den Befragten in allen Spannungsebenen beschrieben, dass Einzelfallprüfungen für den Anschluss neuer Erzeugungsanlagen vorgenommen werden, auf deren Basis eine individuelle Anforderung zur Blindleistungserbringung der Anlage formuliert wird, die von den Vorgaben der technischen Richtlinien abweichen kann.

Blindleistungsmanagement stellt ein wichtiges Werkzeug zur Spannungshaltung in den Elektrizitätsnetzen dar. Eine weitere Aufgabe ist, die Blindleistungsflüsse gegenüber den vorgelagerten ÜNB zu kontrollieren. Ähnlich wie bei den Anschlussverträgen zwischen Netzbetreibern und Erzeugungsanlagen, bestehen auch zwischen ÜNB und den angeschlossenen VNB Anschlussverträge, in denen häufig Grenzwerte für den Blindleistungsaustausch zwischen den Netzebenen definiert werden. Mit Ablauf der Frist für die Umsetzung des europäischen „Demand Connection Code“ am 07. September 2019, werden die Grenzwerte für den Blindleistungsaustausch zwischen ÜNB und VNB vereinheitlicht. Bis dahin bestehen weiterhin individuelle Absprachen zwischen den Netzbetreibern.

Die Hochspannungsnetzbetreiber wurden befragt, ob schon Grenzwerte für den Blindleistungsaustausch im Verhältnis zu dem ihnen vorgelagerten ÜNB bestehen und wie hoch diese Grenzwerte aktuell sind.² In Abbildung I-2 sind die angegebenen Grenzwerte zum Blindleistungsaustausch dargestellt. Die meisten Netzbetreiber geben an, Blindleistung mit dem ÜNB nur bis zu einem $\cos(\phi)$ von 0,9 induktiv und kapazitiv frei austauschen zu können. Zudem bestehen bei acht bzw. zehn Netzbetreibern gar keine Vorgaben zum Bezug, bzw. zur Lieferung von induktiver Blindleistung und auf der anderen Seite geben sieben Netzbetreiber an, im Rahmen ihrer Anschlussverträge einen $\cos(\phi)$ (kap.) von 1 einhalten zu müssen, also gar keine Blindleistung an den ÜNB abgeben zu dürfen.

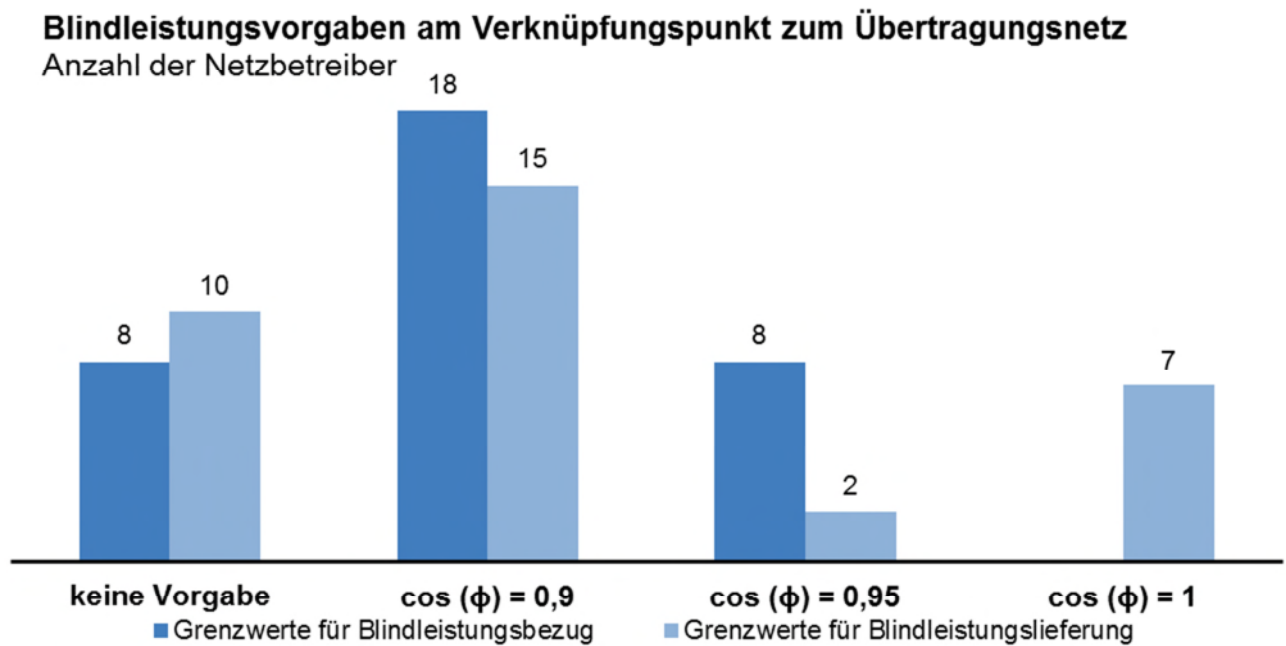


Abbildung I-2: Grenzwerte für den Blindleistungsaustausch vom VNB zum ÜNB

² 23 Netzbetreiber machten zu dieser Frage keine Angabe.

B Netzwiederaufbau

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben nach § 13 EnWG die Systemverantwortung für den Betrieb des gesamten Elektrizitätsversorgungssystems und die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit für ihre jeweilige Regelzone inne. Bei der Wahrung dieser Aufgaben sind die Übertragungsnetzbetreiber jedoch häufig auf die Unterstützung und die Zusammenarbeit mit den unterlagerten Verteilnetzbetreibern angewiesen. Eine der wichtigsten Aufgaben zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit ist die Vorbereitung und die Planung von Notfallmaßnahmen im Falle eines Blackouts im Netz. 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 auch 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 ÜNB-Netze angeschlossen sind. Daher kann es für die ÜNB von Vorteil sein, große Verteilnetzbetreiber in ihre Wiederaufbaukonzepte einzubinden und diese gemeinsam abzustimmen.

Die Hochspannungsnetzbetreiber wurden dazu befragt, ob sie in das Netzwiederaufbaukonzept des ihnen vorgelagerten Übertragungsnetzbetreibers eingebunden sind und wie die Zusammenarbeit abläuft. Zwei Drittel der Hochspannungsnetzbetreiber gaben an, dass Absprachen und Konzepte mit dem ÜNB bezüglich eines notwendigen Netzwiederaufbaus bestehen. Bei einigen Netzbetreibern wird ein abgestimmtes Konzept derzeit noch erarbeitet. Bei den meisten Netzbetreibern bestehen zumindest schriftliche Vereinbarungen und Maßnahmenpläne zwischen ÜNB und VNB, wie während eines Schwarzfalls des Netzes zu verfahren ist. Darüber hinaus geben 10 der befragten Verteilnetzbetreiber an, regelmäßig an gemeinsamen Simulations- und Kommunikationstrainings teilzunehmen, bei denen das abgestimmte Vorgehen für den Ernstfall geprobt und die Kommunikationsmittel für einem großflächigen Stromausfall, wie etwa Satellitentelefone, getestet werden. Zudem bestehen gemeinsame Arbeits- und Projektgruppen, in denen Erfahrungsaustausche stattfinden und auch netzgebietsübergreifend an der Thematik gearbeitet wird.

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 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.

Für diese Sichtweise spricht, dass es bei einer entsprechenden Anwendung auch im Falle von überregionalen Versorgungsunterbrechungen, bei denen eine Spannungsvorgabe durch das Übertragungsnetz eben nicht grundsätzlich möglich ist, regelmäßig zu Interessenkonflikten zwischen dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber und einer Vielzahl von Verteilnetzbetreibern hinsichtlich schwarzstartfähiger Erzeugungsanlagen kommen könnte. Denn zumindest derzeit fehlt es insofern noch an entwickelten und belastbaren Kriterien, wann und welche VNB eigene Anstrengungen unternehmen können und dann konsequenterweise auch unternehmen müssten bzw. welche Rolle dem ÜNB verbleibt.

Derzeitig vereinzelt vorhandene Wiederaufbaukonzepte auf Verteilnetzebene sind von vornherein 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.

Die Verläufe von großen Störungen im Verteilnetz wie zuletzt in Berlin am 19. Februar 2019 haben gezeigt, dass die Wiederherstellung der Verfügbarkeit von Netzbetriebsmitteln und nicht die Spannungsvorgabe an den Übergabestellen die Behebung der Störung bestimmen.

C Netzbetrieb

1. Elektromobilität

Im Zuge der Energiewende und dem technologischen Fortschritt stellen sich den Betreibern von Stromversorgungsnetzen laufend neue Herausforderungen. Eine der großen Herausforderungen ist dabei die Integration von neuen, schwer zu prognostizierbaren Einspeisern und Verbrauchern. Neben der stetig wachsenden Zahl an dezentralen Erzeugungsanlagen werden schon heute und verstärkt in den kommenden Jahren auch flexible Lasten, wie Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen für Elektromobile, in den Verteilnetzen angeschlossen. Insbesondere in der Niederspannungsebene und der Umspannung auf Niederspannung kann es durch die vergleichsweise hohen Leistungen und Gleichzeitigkeiten zu Problemen mit Netzspannung und -kapazität in den Netzen kommen. Für die Netzbetreiber kann dies zukünftig einen zusätzlichen Ausbaubedarf bedeuten. Darüber hinaus kommen auch Möglichkeiten in Betracht, die Gleichzeitigkeit der Entnahme zu entzerren und die Verbraucher zu einem möglichst netzdienlichen Verhalten anzureizen, um den Netzausbaubedarf zu reduzieren. Dies ist heute etwa durch Abschluss eines Vertrages nach 14a EnWG möglich. Demnach bietet der Netzbetreiber dem Verbraucher ein vergünstigtes Netzentgelt für die Möglichkeit an, seine Verbrauchseinrichtungen durch den Netzbetreiber netzdienlich steuern zu lassen. Der Abschluss eines Vertrages nach 14a EnWG und die netzdienliche Steuerung der Wärmepumpe oder Ladeeinrichtungen kann jedoch vom Netzbetreiber nach derzeitiger Rechtslage nicht vorgegeben werden. Beispiele aus der Praxis zeigen, dass entsprechende Angebote von Nutzerseite so gut wie nicht angenommen werden. Die Eignung des Ansatzes, Netzbelastungen durch Prämiiierung 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.

Für den Bereich der Elektromobilität wird für die kommenden Jahre 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 und auch über diesen Zeitraum hinaus sind schon weitere Förderprogramme angekündigt worden. Um einschätzen zu können, ob und wie intensiv sich die Netzbetreiber mit dem Thema Elektromobilität in ihren Netzen auseinander setzen und welche Maßnahmen zu einer sicheren und kosteneffizienten Netzintegration von Ladeinfrastruktur möglicherweise schon heute getroffen werden, wurden die 57 Betreiber von Hochspannungsnetzen in Deutschland zum Themenkomplex Elektromobilität befragt. 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 welche Daten ihnen zu diesem Thema vorliegen. Von den 57 Netzbetreibern gaben 41 an, über belastbare Daten zur aktuellen Ladeinfrastruktur in ihrem Netz zu verfügen. 12 Netzbetreiber waren sich sicher, nicht über ausreichend Informationen zu verfügen und einige hatten zwar Daten vorliegen, waren sich aber unsicher über deren Belastbarkeit.

Zur Frage, welche Daten konkret zur Ladeinfrastruktur bei den Netzbetreibern vorliegen, gaben die Befragten ähnliche Antworten ab. Die meisten Netzbetreiber erhalten mindestens Daten zur Anzahl von Ladepunkten und deren Leistung und Lage im Netz. Darüber hinaus liegen vielen Netzbetreibern Daten zum Betreiber bzw. Anlagenerrichter, zur Anschlussart (Ein-/Dreiphasig) und dazu vor, ob die Ladepunkte nach 14a EnWG steuerbar ausgerüstet sind. Einzelne Netzbetreiber haben darüber hinaus Informationen zur möglichen Kurzschlussleistung der Ladepunkte, dem Hersteller der Ladepunkte und relevanter Managementsysteme.

Informationen über neue öffentliche Ladeinfrastruktur erhält der Netzbetreiber heute in aller Regel durch die notwendigen Netzanschlussbegehren der Betreiber. Das ergibt sich aus den Antworten der Hochspannungsnetzbetreiber zur Frage, wie sie die Informationen zu neu angeschlossener Ladeinfrastruktur erhalten. Darüber hinaus erhalten wenige Netzbetreiber auch Informationen zu öffentlichen Ladepunkten von Vertrieben oder holen eigenständig Informationen ein, etwa über das öffentliche Verzeichnis der Bundesnetzagentur. Ist kein neuer Netzanschluss notwendig, gelten für öffentliche Ladepunkte die gleichen Bedingungen für die Meldung beim Netzbetreiber wie für private Ladepunkte. Gemäß der aktuell noch geltenden technischen Anschlussbedingungen für die Niederspannung (BDEW Transmission Code 2007) sind Verbrauchsanlagen ab 12 kW zustimmungspflichtig. Die meisten der befragten Netzbetreiber haben diese Regelung auch so in ihren eigenen Technischen Anschlussbedingungen (TAB) übernommen. Fünf Netzbetreiber verweisen auf den aktualisierten Musterwortlaut der Landesgruppen Norddeutschland und Berlin/Brandenburg im BDEW, die eine grundsätzliche Zustimmungspflicht des Netzbetreibers für den Anschluss von Ladeeinrichtungen vorsieht. Ab dem 27. April wird die neue VDE-AR-N 4100, die Technischen Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung) in Kraft treten. Diese wird nach der öffentlichen Entwurfsfassung vom 2017-04-28 niedrigere Leistungsgrenzen für die Meldung bzw. für die Freigabe durch den Netzbetreiber einführen. Die Netzbetreiber haben allerdings auch schon heute die Möglichkeit, in ihren eigenen TAB angepasste Regelungen für die Meldung von Ladeinfrastruktur vorzusehen. Einige der befragten Netzbetreiber geben an, ihre TAB schon in 2017 oder 2018 auf die neuen Regelungen angepasst zu haben, während viele andere diese Anpassungen vorbereiten, sodass spätestens mit Inkrafttreten der neuen TAR Niederspannung eine Anpassung vorgenommen werden kann. Einige Netzbetreiber bemängeln aber, dass auch heute meldepflichtige Ladepunkte teilweise von den Installateuren nicht angezeigt werden. Im Bereich der privaten Ladepunkte ist somit von einer Dunkelziffer unbekannter Größe auszugehen, für die den Netzbetreibern keine Informationen vorliegen.

Neben dem Erhalt von Informationen zu neu angeschlossener Ladeinfrastruktur kann den Netzbetreibern auch die Option helfen, die Ladeeinrichtungen von Anschlussnehmern im Notfall oder sogar im Regelbetrieb netzdienlich herunterregeln zu können, um die Lastspitzen aufgrund hoher Gleichzeitigkeiten abzuschwächen. Dies geschieht in der Regel über Fernwirktechnik, mit der der Netzbetreiber per Knopfdruck die Leistung an den verbundenen Anlagen reduzieren kann. Dafür wird aktuell häufig die Funkrundsteuertechnik eingesetzt, mit der man ein unilaterales Funksignal an die Ladepunkte senden kann. Zukünftig können sich beispielsweise mit dem Rollout der Smart-Meter-Gateways weitere Wege bieten, wie sich auch eine bilaterale Kommunikation zwischen Netzbetreiber und den Verbrauchsanlagen einrichten lässt, sofern der Rollout sich auf diese Kundengruppen erstreckt und entsprechende Steuerboxen verfügbar sind. Wie oben ausgeführt, können die Netzbetreiber ihren Kunden zur Steuerbarkeit etwa einen Vertrag nach 14a EnWG anbieten. Von den 57 Hochspannungsnetzbetreibern gaben 34 Netzbetreiber an, ihren Kunden eine Wahlmöglichkeit zur Steuerung ihrer Verbrauchseinrichtungen einzuräumen. 22 Netzbetreiber bieten diese Möglichkeit nicht an. Ein Netzbetreiber gab darüber hinaus an, eine verpflichtende Steuerung im Rahmen seiner Technischen Anschlussbedingungen vorzusehen und den Kunden somit keine Wahlmöglichkeit einzuräumen. Um die Vor-

haltung einer Steuerbarkeit anzureizen, gaben sieben Hochspannungsnetzbetreiber an, Kunden, die sich gegen die Möglichkeit einer Steuerbarkeit entscheiden, mit zusätzlichen Netzanschlusskosten oder Baukostenzuschüssen zu belasten. Dagegen gaben 19 Netzbetreiber an, ihre Kunden über positive Anreize, etwa über verminderte Netzanschlusskosten oder reduzierten Netzentgelten, zur Herstellung eines steuerbaren Anschlusses zu bewegen. Zahlen aus dem gemeinsamen Monitoringbericht 2018 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes zeigen, dass es sich bei den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nahezu ausschließlich um Einrichtungen zum Heizen handelt. Von den hier betrachteten Netzbetreibern mit Hochspannungsnetz gaben für den Monitoringbericht 2018 nur 18 Betreiber an, Ladeeinrichtungen für Elektromobile nach § 14a EnWG kontrahiert zu haben. Insgesamt handelte es sich dabei um 345 Ladeeinrichtungen.³ Dies spricht dafür, dass die vorhandenen Angebote zumindest für Ladeeinrichtungen für Elektromobile bislang kaum genutzt werden.

2. IT-Sicherheit

Die Energieversorgung ist zunehmend von einer funktionierenden Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) abhängig. Die Unterstützung durch IKT-Systeme bringt viele Vorteile, mit der wachsenden Abhängigkeit von diesen Systemen gehen jedoch auch Risiken für die Versorgungssicherheit einher. Um die Vorteile moderner IKT auch in Zukunft sicher nutzen zu können, ist es daher wichtig, auch im Bereich der Energiewirtschaft einen angemessenen Schutz gegen Bedrohungen für IKT-Systeme zu etablieren. Sofern es sich dabei um Anwendungen, Komponenten oder Systeme handelt, die für einen sicheren Betrieb der Energieversorgungsnetze notwendig sind, soll dies durch die verpflichtende Umsetzung der Anforderungen des IT-Sicherheitskatalogs gemäß § 11 Abs. 1a EnWG (IT-SiKa) erreicht werden.

Der IT-SiKa wurde im August 2015 von der Bundesnetzagentur veröffentlicht und fordert insbesondere die Einführung eines Informationssicherheits-Managementsystems (ISMS), das den Anforderungen der DIN ISO/IEC 27001 entspricht und die DIN ISO/IEC 27002 sowie die DIN ISO/IEC TR 27019 berücksichtigt. Ein ISMS ist eine Art Gesamtstrategie, aus der konkrete Maßnahmen zur Gewährleistung eines risikoangemessenen Sicherheitsniveaus des Netzbetreibers abgeleitet werden. Die Netzbetreiber waren verpflichtet, den IT-SiKa bis zum 31. Januar 2018 umzusetzen und dies durch Vorlage eines entsprechenden Zertifikats gegenüber der Bundesnetzagentur nachzuweisen. Dieses Zertifikat darf ausschließlich von solchen Zertifizierungsstellen erteilt werden, die hierfür bei der Deutschen Akkreditierungsstelle (DAkkS) akkreditiert sind.

Bis zum Ablauf der Umsetzungsfrist im Januar 2018 mussten die Netzbetreiber erstmalig auch den Anwendungsbereich des ISMS nach IT-SiKa für ihr Unternehmen definieren. Der Anwendungsbereich umfasst hierbei alle zentralen und dezentralen Anwendungen, Systeme und Komponenten, die für einen sicheren Netzbetrieb notwendig sind. Daher hat sich die Frage ergeben, welche Systeme im Anwendungsbereich des ISMS liegen und ob diese teilweise oder vollständig im Anwendungsbereich enthalten sind. Vorgegeben waren die folgenden Systeme, die durch weitere Antworten ergänzt werden konnten:

- Controller und SPSEN inklusive digitaler Sensor- und Aktorelemente
- Datenarchivierungssysteme

³ Vgl. Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, Monitoringbericht 2018, S.170.

- Einspeisemanagementsysteme
- Fernwirkgeräte
- Funksysteme
- GIS-Systeme
- Kommunikationsendgeräte
- Leit- und Feldgeräte
- Mess- und Zählvorrichtungen
- Router, Switches und Firewalls
- Schutzgeräte und Sicherheitskomponenten
- Steuerungs- und Automatisierungskomponenten
- Übertragungstechnische Netzelemente
- Zentrale Management- und Überwachungssysteme
- Zentrale Messwerterfassungssysteme
- Zentrale Netzleit- und Netzführungssysteme
- Zentrale Parametrier-, Konfigurations- und Programmiersysteme

In folgender Abbildung I-3ist dargestellt, dass die genannten Systeme bei den meisten Netzbetreibern vollständig im Anwendungsbereich des ISMS umfasst sind. Lediglich bei GIS-Systemen geben 33 von 55⁴Netzbetreibern an, dass diese Systeme nicht für den sicheren Netzbetrieb notwendig und damit nicht vom Anwendungsbereich des ISMS nach IT-SiKa umfasst sind. Zudem sind Mess- und Zählvorrichtungen bei 25 Netzbetreibern nur teilweise im Anwendungsbereich und bei weiteren 27 Netzbetreibern nicht für den sicheren Netzbetrieb notwendig.

⁴ Ein Netzbetreiber machte zu dieser Frage keine Angabe.

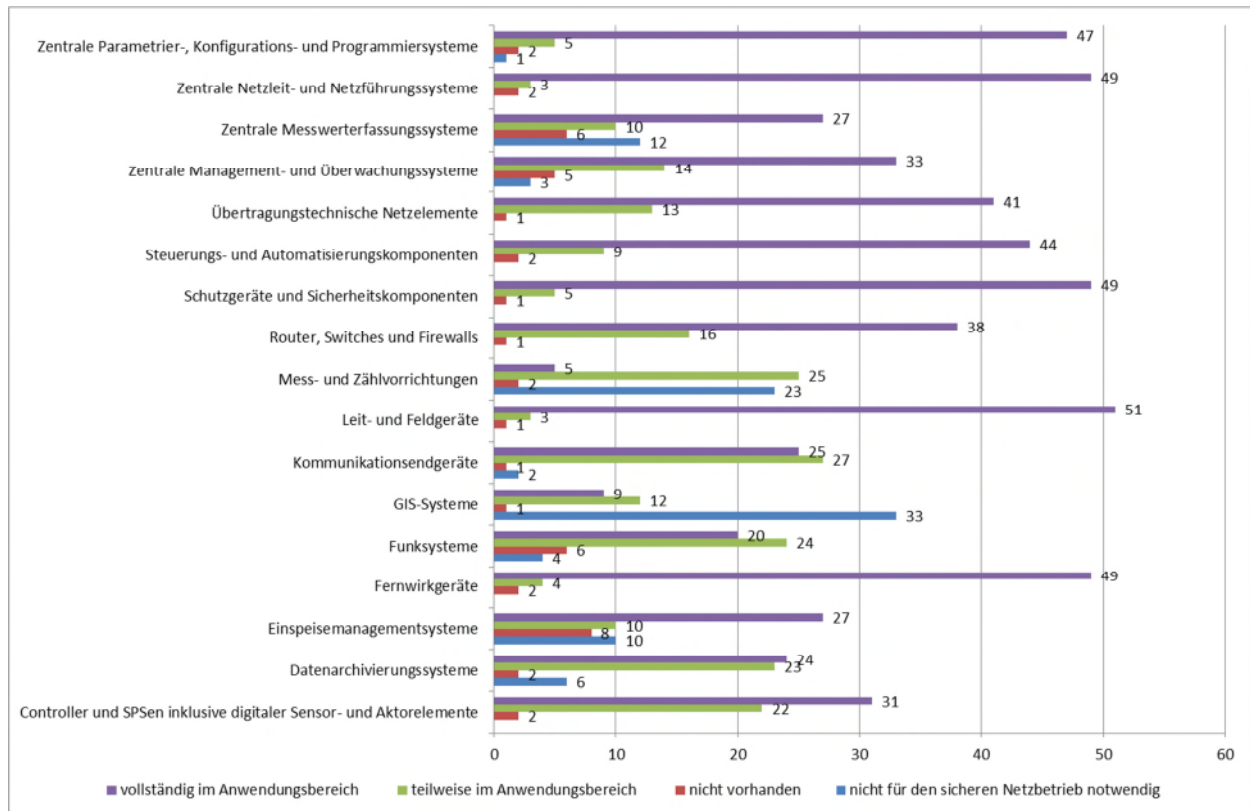


Abbildung I-3 Systeme im Anwendungsbereich des Informationssicherheits-Managementsystems

Darüber hinaus gaben einige der Netzbetreiber an, dass sich über die genannten Systeme hinaus auch Zutrittskontrollsysteme, Betriebsmittelverwaltungssysteme, Dokumentations- und Planungssysteme und Notmeldesysteme im Anwendungsbereich des ISMS nach IT-SiKa für Netzbetreiber befänden.

Wie in Abbildung I-4 zu sehen, variiert der Anwendungsbereich je nach Netzbetreiber auch bezüglich der Anzahl an Beschäftigten, die sich im Anwendungsbereich des ISMS befinden und somit bei der Zertifizierung miteinbezogen werden müssen. Von den abgefragten Netzbetreibern gaben 16 von 53⁵ Unternehmen an, eine Anzahl von bis zu 50 Beschäftigten zu haben, die sich im Anwendungsbereich des ISMS befinden. Weitere 15 Netzbetreiber gaben hier eine Anzahl von 51 bis 100 Beschäftigten und weitere acht Netzbetreiber eine Anzahl von 101 bis 150 Beschäftigten an. Damit wählt ein Großteil der Netzbetreiber den Anwendungsbereich einschließlich der dazugehörigen Beschäftigten möglichst klein. Lediglich vier Unternehmen gaben eine Anzahl von mehr als 1000 Beschäftigten an, die sich im Anwendungsbereich des ISMS befinden. Hier ist möglich, dass der Anwendungsbereich das gesamte Unternehmen vollständig umfasst.

⁵ Drei Netzbetreiber machten zu dieser Frage keine Angabe.

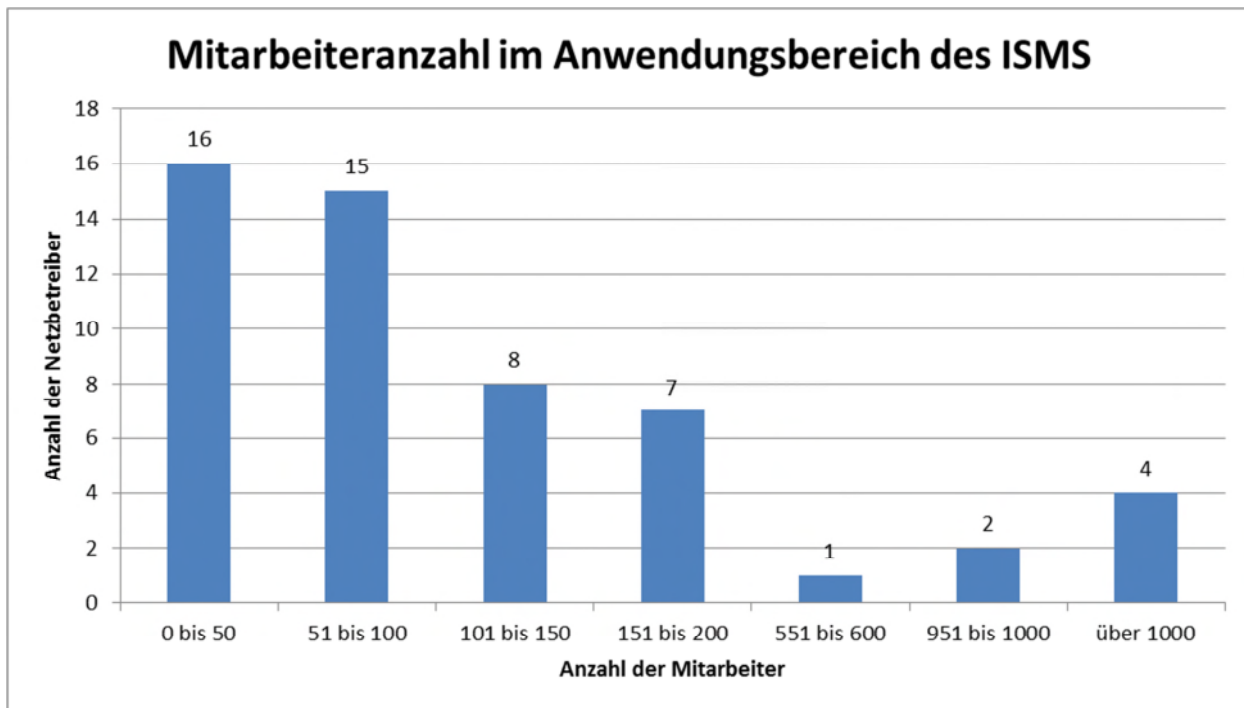


Abbildung I-4 Mitarbeiteranzahl im Anwendungsbereich des Informationssicherheits-Managementsystems

Im Rahmen der Netzberichte wurden die Netzbetreiber zudem nach den für sie anfallenden Kosten zur Umsetzung und Zertifizierung des IT-SiKa gefragt. Zusammenfassend lässt sich dazu feststellen, dass die Netzbetreiber mit nach eigenen Angaben bisherigen Investitionen in Höhe von insgesamt 38 Mio. Euro bereits vermehrt in den Aufbau von Ressourcen für das Thema IT-Sicherheit investiert haben.⁶ Hinsichtlich der Umsetzung des IT-SiKa und vor dem Hintergrund der zunehmenden Digitalisierung ist diese Entwicklung auch erforderlich, um auch künftig eine sichere und zuverlässige Stromversorgung gewährleisten zu können.

3. Ausnutzung der Bestandsnetze

Die Betriebsführung von Elektrizitätstransport- und -verteilnetzen stellt vor dem Hintergrund der Energiewende und der fortschreitenden Digitalisierung eine immer komplexere Aufgabe dar. Neben den klassischen verbraucherdominierten Verteilnetzen ergeben sich gerade in ländlicheren Bereichen zu Zeiten großer Wind- und PV-Einspeisung immer öfter Situationen, in denen Verteilnetze im Verhältnis zur nächsthöheren Spannungsebene von einer Bezugs- in eine Einspeisesituation wechseln, sodass sich die Lastflussrichtung in einzelnen Netzsträngen ständig umkehren kann. Zusätzlich müssen neue, schwer zu prognostizierende Lasten, wie die wachsende Ladeinfrastruktur für Elektromobile oder von Aggregatoren gesteuerte Verbraucher, in die Netze integriert werden.

⁶ Es ist darauf hinzuweisen, dass die hier genannten Kosten lediglich eine Selbstauskunft der Netzbetreiber darstellen. Der Regulierungsrahmen ermöglicht grundsätzlich die Anerkennung von Kapitalkosten durch den Kapitalkostenaufschlag und der Betriebskosten über das Budget der Erlösobergrenzen. Die tatsächliche Anerkennung der Kosten erfolgt in einem gesonderten Beschlusskammerverfahren, welches nicht Gegenstand vorliegender Betrachtung war

Um auch zukünftig auf schwierige Netzsituationen reagieren zu können, sind Netzbetreiber in immer größerem Ausmaß auf moderne Netz- und Prozessleittechnik angewiesen. Hier laufen alle relevanten Messdaten zusammen, werden Prognosen und Lastflussrechnungen erstellt, die Netzsituation in Echtzeit überwacht und Netzbetriebsmittel mittels Fernwirktechnik gesteuert. Je nach Anwendungsbereich unterscheidet man in der Netzleittechnik zwischen den Systemen zur „Supervisory Control and Data Acquisition“ (SCADA) und den sogenannten „Höheren Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen“ (HEO). Während bei den SCADA-Systemen das Sammeln, Aufbereiten und Auswerten von Messwerten im Vordergrund steht, beschäftigen sich HEO-Funktionen mit weitergehenden Optimierungen der Netzbetriebsführung, beispielsweise unter Zuhilfenahme von Prognosedaten und komplexen Netzberechnungen. In welchem Umfang die Verteilnetzbetreiber ihre Betriebsmittel von zentraler Stelle aus steuern können hängt davon ab, wie viele dieser Komponenten fernwirktechnisch an die Netzleitsysteme angebunden sind. Zudem müssen auch im ausreichenden Maße Mess- und Überwachungssysteme vorhanden sein, die relevante Daten an das Netzleitsystem übertragen.

Nahezu alle Netzbetreiber geben an, in ihren Hochspannungsnetzen bis zur Umspannebene von Hoch- auf Mittelspannung umfassend den Netzzustand zu erfassen und ihre Netze steuern zu können. In den Mittelspannungsnetzen findet bei den meisten Netzbetreibern schon eine Priorisierung bei der Auswahl der Betriebsmittel statt, die unmittelbar an das Leitsystem angeschlossen werden. Lediglich 17 Hochspannungsnetzbetreiber geben an, ihre Mittelspannungsebene weitgehend in das Netzleitsystem eingebunden zu haben. So werden beispielsweise Abgangsströme und -spannungen in Umspann- und Schaltanlagen sowie die Zustandsmeldungen erfasst. Darüber hinaus können Leistungsschalter, Trenner, Erder und Stufensteller in Umspann- und Schaltanlagen geschaltet werden. Lediglich 12 Hochspannungsnetzbetreiber planen eine weitergehende Einbindung ihres Netzes in das Netzleitsystem zur zentralen Erfassung und Steuerung des Netzzustands. Eine Einbindung der Niederspannung ist dabei nur in Einzelfällen an kritischen Punkten und für wichtige Trafostationen und Netzausläufer bis in die Niederspannungsebene vorgesehen.

Der Datenbedarf für den Netzbetrieb nimmt dabei stetig zu, ist allerdings sehr heterogen unter den Netzbetreibern verteilt. Etwa 15 Prozent der Hochspannungsnetzbetreiber sehen keinen über den heutigen Informationsstand hinausgehenden weiteren Bedarf an Daten. Dagegen hat ein Viertel der VNB explizit die Zunahme von flexiblen Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannungsebene wie Ladestationen für Elektromobile oder Wärmeanwendungen im Blick. Hier wird ein klarer Bedarf dafür gesehen, Ortsnetzstationen aber auch einzelne Abgänge beobachtbar zu machen. Dies könnte durch die Nutzung von Daten aus den intelligenten Messsystemen bei den Verbrauchern oder mithilfe von geeigneter Messtechnik in den Netzen selbst erfolgen. Darüber hinaus wird auch bei über der Hälfte der befragten VNB ein Mehrbedarf an Daten aus den Mittel- und Hochspannungsnetzen gesehen. Dabei geht es zum einen um Online-Werte zu Strom und Spannung, beispielsweise in den Umspannstationen von Hochspannung zu Mittelspannung. Zum anderen wird betont, dass zur Erstellung von Lastflussprognosen Fahrplandaten von konventionellen und dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen aber auch von größeren Verbrauchern benötigt werden.

Dies spiegelt sich auch bei der Verwertung der Daten wieder. Die Frage, ob regelmäßig die Auslastung des Netzes im Rahmen des Netzbetriebs prognostiziert wird, verneinen 23 Hochspannungsnetzbetreiber. Bei drei Netzbetreibern findet jährlich eine Prognose der maximalen Netzauslastung statt. 17 Hochspannungsnetzbetreiber geben an, vor Schalthandlungen eine Prognose der sich dadurch einstellenden Netzauslastung zu erstellen. Lediglich neun Hochspannungsnetzbetreiber prognostizieren täglich oder sogar mehrmals täglich die Auslastung ihrer Hochspannungsnetze.

Bei der Beseitigung von Engpässen ergibt sich hingegen ein sehr homogenes Bild. Verteilnetzbetreiber lösen Engpässe nahezu ausschließlich durch den Einsatz von Einspeisemanagement, d.h. durch das Abregeln von erneuerbaren Erzeugungsanlagen. Redispatch, also das Runter- und Hochregeln von konventionellen Erzeugungsanlagen vor und hinter dem Engpass, wird nur in einigen wenigen Fällen von Verteilnetzbetreibern durchgeführt. Der Hauptgrund dafür ist, dass den VNB in den wenigsten Fällen Kraftwerke zur Verfügung stehen, die an den geeigneten Orten im Netz positioniert sind.

Die Gründe für Einspeisemanagementmaßnahmen sind sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilnetz zu verorten. Bei 16 Hochspannungsnetzbetreibern werden Einspeisemanagementmaßnahmen auf Anweisung des vorgelagerten Übertragungsnetzbetreibers durchgeführt, d.h. der eigentliche Engpass liegt im vorgelagerten Höchstspannungsnetz. Ein Viertel der Maßnahmen sind dabei sowohl spannungs- als auch strombedingt, nur ein Netzbetreiber meldet Maßnahmen, die auf rein spannungsbedingte Engpässe zurückzuführen sind. In 5 Verteilnetzen liegen die Höchstwerte der gleichzeitigen Leistungsabsenkung über 500 MW. Bei 11 der 57 befragten Hochspannungsnetzbetreiber wird regelmäßig Einspeisemanagement aufgrund von Engpässen im eigenen Verteilnetz durchgeführt. Dabei erfolgt keine der Maßnahmen allein aufgrund von Problemen bei der Spannungshaltung. Nur 2 dieser Netzbetreiber schalten gleichzeitig mehr als 500 MW an erneuerbarer Erzeugungsleistung ab.

Nach Angaben der Netzbetreiber bleibt beim Engpassmanagement jederzeit der Einspeisevorrang gewahrt. Die gesetzlichen Regelungen, der Leitfaden der Bundesnetzagentur sowie die Leitfäden von BDEW/VKU zur Zusammenarbeit im Rahmen der sogenannten „Kaskade“ bieten dabei Orientierung. Da konventionelle Optionen in den seltensten Fällen zur Verfügung stehen, werden jeweils die Anlagen mit der höchsten Sensitivität herangezogen. Die dafür notwendigen Informationen sind im jeweiligen Leitsystem hinterlegt.

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. Dies wird jedoch von keinem der befragten Netzbetreiber genutzt; Gründe dafür werden nicht explizit genannt. Aus anderen Quellen ist bekannt, dass die Zurückhaltung sowohl auf die hohen Kosten der Alternativen, als auch auf die Bevorzugung der Anerkennung der Kosten des Einspeisemanagements als „dauerhaft nicht beeinflussbar“ im derzeitigen regulatorischen Rahmen zurückgeführt werden können.

Gleichwohl sind über 60 % der befragten Hochspannungsnetzbetreiber an Pilotprojekten zur Nutzung von netzdienlicher Flexibilität beteiligt. Viele der Piloten werden mit staatlichen Fördergeldern unterstützt, allein 9 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.

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.

Damit soll – analog zu den Netzausbauplänen der Höchstspannungsebene – transparent werden, welcher Netzausbau voraussichtlich erfolgen wird und auf welchen Grundlagen der geplante Netzausbau fußt. Entsprechend den Netzausbauplänen in der Höchstspannungsebene ist es daher auch 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 werden Netzbetreiber im Rahmen ihrer Netzplanung gerecht. Die Reihenfolge bei der Anwendung der Maßnahmen zur Erweiterung der Netze, nämlich Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau als sogenanntes „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 auch in allen Netzebenen Anwendung. Dies ist das Ergebnis der vorliegenden Befragung.

Das NOVA Prinzip wird jedoch – ausgehend von den übermittelten Berichten nach § 14 Abs. 1a EnWG – durch die Hochspannungsnetzbetreiber unterschiedlich interpretiert. Von den befragten 57 Hochspannungsnetzbetreibern vermeiden lediglich 12 durch Netzoptimierungen/-verstärkungen den Netzausbau soweit dies technisch möglich ist. Hingegen nutzen 42 befragte Hochspannungsnetzbetreiber die Netzoptimierungen/-verstärkungen nur, soweit diese wirtschaftlich günstiger sind als der vermiedene Netzausbau. Die Ergebnisse variieren dabei kaum zwischen den Netzebenen. Nur zwei Netzbetreiber, die in der Hochspannungsebene Netzoptimierungen und -verstärkungen vor Netzausbaumaßnahmen durchführen, soweit dies technisch möglich ist, ändern diese Vorgehensweise in der Mittel- und Niederspannung. Dort werden nur Netzoptimierungen und -verstärkungen vor Netzausbaumaßnahmen durchgeführt, wenn diese wirtschaftlich vorteilhaft sind. Dabei finden nur in 32 Unternehmen interne Richtlinien zu NOVA-Maßnahmen in der Netzplanung Anwendung und bei 31 Hochspannungsnetzbetreibern muss aufgrund dieser unternehmensinternen Vorgaben projektspezifisch dargestellt werden, welche Alternativen zur Netzoptimierung und -verstärkungen betrachtet wurden. Im Ergebnis variiert somit nicht nur die Anwendung des NOVA-Prinzips zwischen den Hochspannungsnetzbetreibern, sondern auch das grundsätzliche Verständnis dazu.

Der Gesetzgeber hat mit der Möglichkeit zur Spitzenkappung eine Alternative zum Netzausbau in § 11 (2) EnWG verankert. So kann ein Netzbetreiber für einen bedarfsgerechten Ausbau planerisch eine Kappung von bis zu 3 % der prognostizierten Einspeisung von unmittelbar an sein Netz angeschlossenen Wind- und PV-Anlagen vornehmen. Mithilfe dieses Planungsinstruments soll verhindert werden, dass die Infrastruktur auf seltene Spitzen ausgelegt und somit überdimensioniert wird. Zudem kann die Spitzenkappung Fehlinvestitionen vermeiden, die aufgrund des nur schwer prognostizierbaren Ausbaus der erneuerbaren Erzeugungsanlagen entstehen könnten.

Allerdings ist die tatsächliche Nutzung dieses Planungsinstruments noch nicht weit verbreitet. Bisher wird Spitzenkappung nur von 5 Netzbetreibern angewendet, um gezielt Netzausbau durch Zubau von erneuerbaren Erzeugungsanlagen in einzelnen Netzabschnitten zu vermeiden. 7 weitere geben an, dass zukünftig eine Nutzung geplant ist. Für die restlichen 43 Netzbetreiber ist Spitzenkappung keine Option. Dies liegt vor allem darin begründet, dass bei diesen Verteilnetzbetreibern generell kein EE-bedingter Erweiterungsbedarf besteht; entweder weil die Netze städtisch geprägt sind oder weil die wenigen Anlagen noch gut ins bestehende Netz integriert werden können. Ein weiterer Netzbetreiber gibt an, dass sein Ausbaubedarf so groß ist, dass Spitzenkappung keine sinnvolle Lösung wäre.



Abbildung 5: Anwendung von Spitzenkappung gemäß § 11 Absatz 2 EnWG im Netzgebiet

B Entwicklung von Ein- und Ausspeisungen

Grundlage für den prognostizierten Netzausbau sind die ebenfalls im Rahmen der Netzausbauberichte darzustellenden Planungsgrundlagen zur Entwicklung von Ein- und Ausspeisungen in den nächsten zehn Jahren. Netzdimensionierend sind dabei die zu erwartenden, jeweiligen Maximalwerte für Ein- und Ausspeisungen. In Folge dessen wurden die maximale Einspeiseleistung aus Erzeugungsanlagen und unterlagerten Netzebenen und die maximale Ausspeiseleistung an Letztverbraucher und unterlagerte Netzebenen abgefragt. Zum Vergleich mit der Prognose für das Jahr 2028 wurden die Maximalwerte zum 01.01.2018 ebenfalls abgefragt. Die Detaillierung der Prognose wurde dabei offen gelassen. Sowohl die Größe der Hochspannungsnetze als auch der Detaillierungsgrad der Prognosen unterscheiden sich gravierend zwischen den befragten Hochspannungsnetzbetreibern. Die Regionalisierung der prognostizierten Ein- und Ausspeisungen bewegt sich von einer Prognose für das gesamte Netzgebiet bis hin zu 684 Einzelprognosen für Übergabestellen in dem betreffenden Hochspannungsnetz. Alle befragten Hochspannungsnetzbetreiber zusammen haben dabei 2664 Einzelprognosen für Netzgebiete und Übergabestellen übermittelt. Davon sind 152 Übergabestellen zum 01.01.2018 noch ohne Ein- und Ausspeisungen und somit noch nicht im Betrieb.

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 NEP angegeben wird. Die Werte dienen hier 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 01.01.2018 mit 90,6 Gigawatt angegeben. Zum 01.01.2028 steigern sich die prognostizierten zeitungleichen, maximalen Einspeiseleistungen aus Erzeugungsanlagen und unterlagerten Netzebenen auf 135,3 Gigawatt. Das sind 49 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 01.01.2018 beträgt 76,8 Gigawatt und erhöht sich zum 01.01.2028 auf 81,1 Gigawatt. Dies sind lediglich 6 Prozent mehr im Vergleich zum Ausgangsjahr. Es zeigt sich folglich, dass die erwarteten Änderungen der Leistungen sehr viel stärker erzeugungsseitig als lastseitig getrieben sind.

Insgesamt werden 152 neue Übergabestellen und Netzgebiete von den Hochspannungsnetzbetreibern angegeben. Die prognostizierte Entnahme- und Einspeiseleistung dieser geplanten Übergabestellen und Netzgebiete zeigen, dass die erwarteten zunehmenden Einspeiseleistungen den Netzausbau wesentlich bestimmen. Lediglich 14 der 152 neuen Übergabestellen und Netzgebiete werden aufgrund einer ausschließlichen Entnahmeleistung bis zum 01.01.2028 geplant. Damit werden in den nächsten 10 Jahren 14 rein lastbedingte zusätzliche Übergabestellen prognostiziert. Hingegen sind 116 dieser 152 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 auch 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.

Lediglich einzelne Stadt- und Flächennetzbetreiber berücksichtigen in ihrer Planung bereits zunehmende Versorgungsaufgaben für Power-to-Heat-Anwendungen und für das Laden von Elektromobilen. Die geänderten Anforderungen durch Power-to-Heat und die E-Mobilität seien jedoch schwer zu bewerten. In 22 Unternehmen existieren Ausbauannahmen und -ziele für Ladeinfrastruktur, die Eingang in die Netzplanung finden. Die Hochspannungsnetzbetreiber berücksichtigen diese zukünftigen Versorgungsaufgaben teilweise auf Basis konkreter politischer Zielvorstellungen und Studienergebnisse, die auf das betreffende Netz heruntergebrochen werden. Teilweise werden pauschal zusätzlich Leerrohre und Übertragungskapazitäten beim Netzausbau berücksichtigt. Lediglich ein geplantes Investitionsvorhaben in der Mittelspannung wurde als Ausbaumaßnahme für die Elektromobilität vorgesehen.

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

Die Hochspannungsnetzbetreiber planen in den nächsten 10 Jahren insgesamt 958 Investitionsmaßnahmen in der Hochspannungsebene. Das Investitionsvolumen in der Hochspannungsebene beträgt 5,5 Mrd. Euro. Im Vergleich dazu wurden der Bundesnetzagentur für alle Netzebenen, also inklusive der Hochspannungsebene, zum Stichtag 31.12.2017 geplante und im Bau befindliche Netzausbauvorhaben in Höhe von 11,1 Mrd. Euro für die nächsten 10 Jahre (2018 – 2028) vorgetragen. Der Bundesnetzagentur wurden insgesamt 2321 Maßnahmen für den Zeitraum bis 2028 vorgelegt. 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 der geringeren 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.

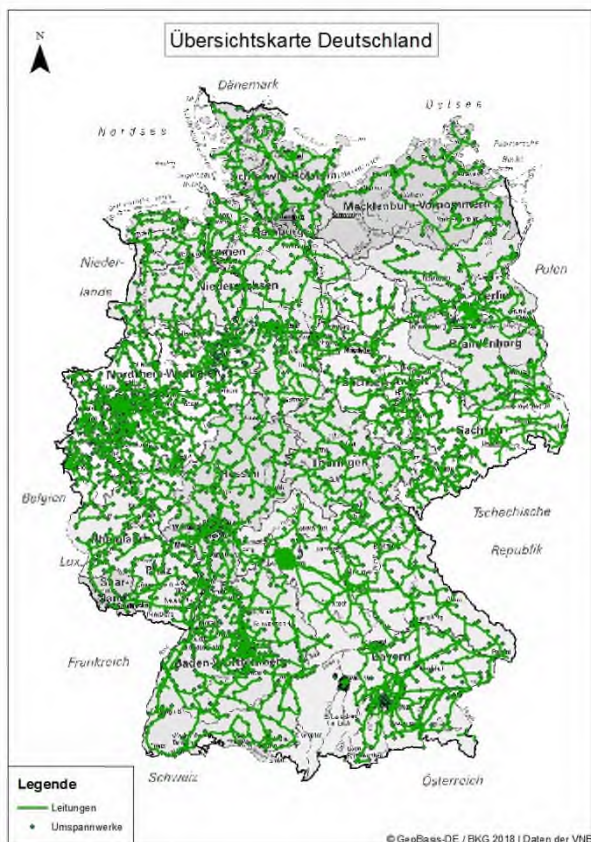


Abbildung II-6: Übersichtskarte (Deutschland) mit Hochspannungsleitungen und Netzverknüpfungspunkten

Ein Vergleich der vorstehenden Netzkarte Abbildung II-6 mit einer Übersicht des deutschen Hochspannungsnetzes mit der nachfolgenden Übersichtskarte zu den Engpassregionen Abbildung II-7 zeigt, dass die Engpässe vorrangig in den weniger stark vermaschten Hochspannungsnetzen im Nord und im Osten zu verorten sind.

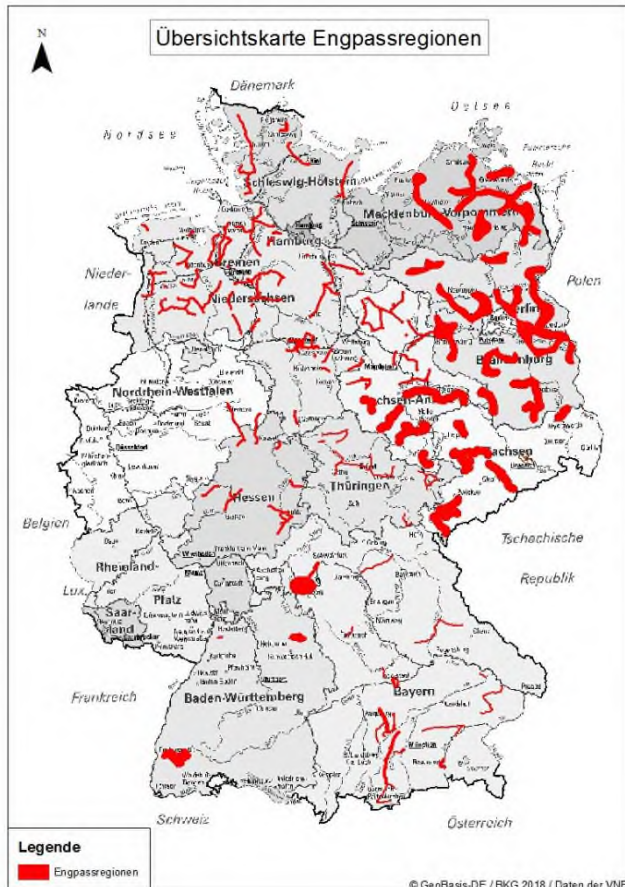


Abbildung II-7: Übersichtskarte (Deutschland) mit Engpassregionen der Hochspannungsnetzbetreiber

Von den in den nächsten 10 Jahren insgesamt geplanten 958 Investitionsmaßnahmen im Hochspannungsnetz sind jedoch lediglich 161 Maßnahmen vorgesehen, um einen schon heute bestehenden Engpass zu beheben, der bereits Einspeisemanagementmaßnahmen erfordert. Das zur Behebung bereits bestehender Engpässe vorgesehene Investitionsvolumen beträgt nur 932 Mio. Euro. Der überwiegende Teil der für die nächsten 10 Jahre projektierten Netzausbaumaßnahmen im Hochspannungsnetz erfolgt damit präventiv zur Vermeidung zukünftiger Netzengpässe und zum Ersatz bestehender Hochspannungsleitungen.

Die 958 Investitionsmaßnahmen in der Hochspannungsebene mit einem Investitionsvolumen von 5,5 Mrd. Euro für den Zeitraum bis 2028 enthalten dabei sowohl Ersatz- als auch Ausbaumaßnahmen. Ein Vergleich mit den Zahlen zu Investitionen und Aufwand in die Netzinfrastuktur aus dem Monitoringbericht 2018 zeigt, dass in der vorliegenden projektspezifischen Abfrage der Netzinvestitionen für den Zeitraum bis 2028 nicht alle Investitionen enthalten sein können. Die jährlichen Investitionen in die Netzinfrastuktur der 815 VNB im Monitoringbericht 2018 betrugen allein im Jahr 2017 bereits insgesamt ca. 3,5 Mrd. Euro. Diese geringeren Investitionsvolumen im Netzausbaubericht, der ausschließlich auf die Hochspannungsnetzbetreiber fokussiert, sind auch 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 wird.

Die Investitionen können grundsätzlich unterschieden werden in Ersatz- und Neubauinvestitionen. Die Abgrenzung der Ersatzmaßnahmen von den Ausbaumaßnahmen ist jedoch schwierig, da im Zuge von Ersatzmaßnahmen auch sehr oft höhere Leitungskapazitäten, beispielsweise durch höhere Masten oder größere Leiterquerschnitte, erreicht 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 0,9 bis 2,1 Mrd. Euro von den 5,5 Mrd. Euro Investitionsgesamtvolumen in der Hochspannungsebene für Ersatzmaßnahmen vorgesehen.

Die nachstehende Abbildung II-8 zeigt zudem erhebliche Unterschiede im geplanten Investitionsvolumen. Insbesondere auch Hochspannungsnetzbetreiber, die aufgrund ihrer städtischen Versorgungsaufgabe nicht übermäßig mit der Integration dezentraler Erzeugung belastet sind, weisen hohe Investitionsvolumen auf. Diese hohen Investitionsvolumen sind zu einem überwiegenden Teil auf geplante und im Bau befindliche Ersatzmaßnahmen zurückzuführen. Teilweise werden durch die angegebenen Maßnahmen die Netzstrukturen zur Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit als auch auf zukünftige Lastentwicklungen hin angepasst. Jedenfalls weisen die städtischen Netzbetreiber mit hohen Investitionsvolumen keine Netzausbaumaßnahmen aus, die zur Behebung von bestehenden Engpässen vorgesehen sind.

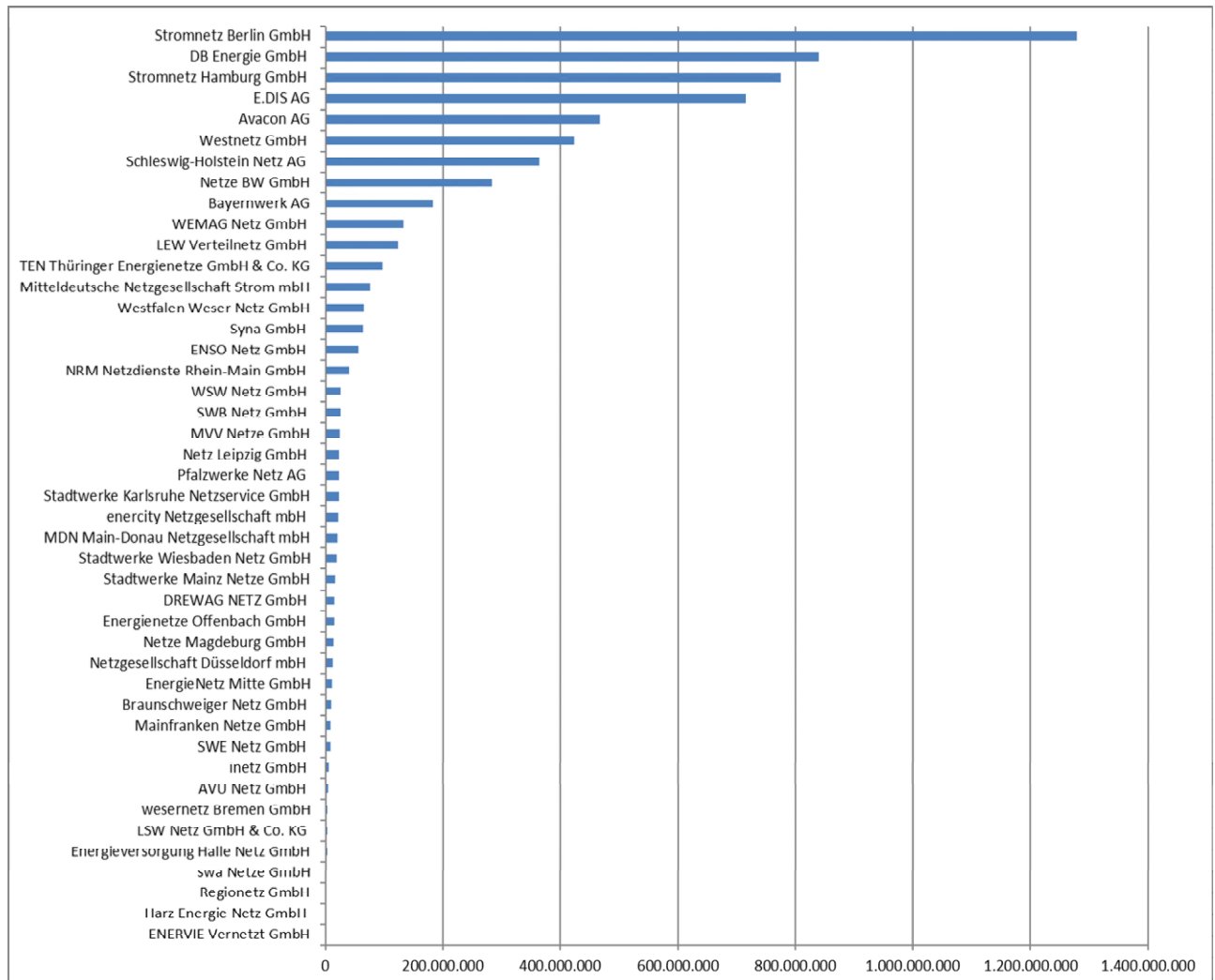


Abbildung II-8: Übersicht der Investitionsvolumina [Euro] von geplanten und im Bau befindlichen Maßnahmen in der Hochspannung in den nächsten 10 Jahren⁷

⁷ Abbildung II-8 wurde aufgrund einer Datennachlieferung am 24.09.2020 aktualisiert.

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Ansprechpartner

Referat 606

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

606-Postfach@bnetza.de

www.bundesnetzagentur.de

Tel. +49 228 14-0

Stand

Oktober 2019

(Aktualisierung September 2020)