Netzausbauplanung 2026 der Verteilnetzbetreiber nach § 14d EnWG

Bericht zum Netzausbauplan der Avacon Netz GmbH

Entwurf

Avacon Netz GmbH
Schillerstraße 3, 38350 Helmstedt, www.avacon-netz.de
Datum: 02. November 2026

Inhalt

1 Einleitung 5
1.1 Besonderheiten des eigenen Versorgungsgebietes 7
1.2 Teilnetzgebiete 7
1.3 Netzkarten 8

2 Planungsgrundlagen 9
2.1 Regionalszenario 2025 der Avacon Netz GmbH 9
2.1.1 Regionalszenario 2025 der Avacon Netz GmbH für die Planungsregion Mitte 10
2.1.2 Regionalszenario 2025 der Avacon Netz GmbH für die Planungsregion Ost 11
2.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe 11
2.2.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage der Regionalszenarien 2025 13
2.2.2 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe t+5 14
2.2.3 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe t+10 14
2.2.4 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045 14

3 Netzausbauplanung 15
3.1 Allgemeine Planungsannahmen 15
3.2 Hochspannung 16
3.3 Mittel- und Niederspannung 19

4 Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf 22

5 Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen 23
5.1 Blindleistungsbedarf 23

6 Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG 25

7 Stellungnahmen 26

Herausgeber und Lizenzgeber

Avacon Netz GmbH

Schillerstraße 3
38350 Helmstedt

Tel. 0 53 51-1 23-0

kundenservice@avacon.de

Lizenz

Soweit nicht bei einzelnen Bestandteilen anders angegeben, ist dieses Werk unter der Creative-Commons-Lizenz ‚Namensnennung – Keine Bearbeitungen 4.0 International' (CC BY-ND 4.0) lizenziert. Das Werk darf für beliebige Zwecke und in jedem Medium oder Format vervielfältigt und weitergegeben werden, sofern der Lizenzgeber genannt und auf die Lizenz hingewiesen wird. Bearbeitete Fassungen dürfen nicht weitergegeben oder veröffentlicht werden. Technische Änderungen, die lediglich zur Nutzung in anderen Medien oder Formaten erforderlich sind, bleiben zulässig.

Lizenzlink
https://creativecommons.org/licenses/by-nd/4.0/deed.de

Zitierempfehlung
„Netzausbauplan 2026 – Avacon Netz GmbH – Entwurfsfassung", Werk des veröffentlichungspflichtigen Verteilnetzbetreibers Avacon Netz GmbH (Stand 2026), lizenziert unter CC BY -ND 4.0.

Weitere Hinweise:
Die Bereitstellung des Netzausbauplans als PDF-Dokument erfolgt unter der Lizenz CC BY-ND 4.0. Die Lizenzierung erstreckt sich ausschließlich auf die jeweils veröffentlichte Datei. Nicht von der Lizenz umfasst sind Marken, Logos und Unternehmenskennzeichen des veröffentlichenden Verteilernetzbetreibers und des BDEW sowie ausdrücklich als Inhalte Dritter gekennzeichnete Bestandteile.

Abkürzungsverzeichnis

ALM	Auslastungsmonitoring
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BEV	Battery-electric vehicle, d. h. batteriebetriebene PKW
BESS	Battery Energy Storage System, d. h. Batterieenergiespeichersystem
BNetzA	Bundesnetzagentur
DK	Direktkuppler, 380kV/110 kV - Transformator
EE	Erneuerbare Energien
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ENB	Ersatzneubau
FCA	Flexible Connection Agreement (flexible Netzanschlussvereinbarungen)
FLM	Freileitungsmonitoring
HES	Hessen
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
KurSyV	Kurative Systemführung im Verteilnetz
LNS	Niedersachsen
LSA	Sachsen-Anhalt
MS	Mittelspannung
NAP	Netzausbauplan
NB	Netzbetreiber, in Tabelle 5: Neubau
NE	Netzebene
NEP	Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber
NNB	Nachgelagerter Netzbetreiber
NOVA	Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau
NRW	Nordrhein-Westfalen
NS	Niederspannung
NVNB	Nachgelagerter Verteilnetzbetreiber
ONS	Ortsnetzstation (Netzebene 6)
OPF	Optimized Power Flow (Berechnungsmethode zur Optimierung der Blindleistungsbeschaffung)
PR	Planungsregion
RZ	Regionalszenario
SPIKA	Spitzenkappung
TAL	Hochtemperaturleiterseil
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk (Netzebene 2 oder 4)
VNB	Verteilnetzbetreiber
VINK	Vollständig Integrierte Netzkomponenten (z.B. Spulen)
VVNB	Vorgelagerter Verteilnetzbetreiber

1 Einleitung

Die Energiewende führt zu einem grundlegenden Wandel des Elektrizitätsversorgungssystems. Der fortschreitende Ausbau erneuerbarer Energien, die zunehmende Elektrifizierung von Wärme, Mobilität und industriellen Prozessen sowie der Anschluss neuer Verbrauchs- und Speichertechnologien verändern die Anforderungen an die Stromverteilnetze nachhaltig. Die Verteilnetze übernehmen dabei eine zentrale Rolle als Integrationsplattform für Erzeugung, Verbrauch und Flexibilität und leisten einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele Deutschlands.
Der vorliegende Netzausbauplan 2026 der Avacon Netz GmbH wurde auf Grundlage der Vorgaben des § 14d Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) erstellt und wird gem. § 14e Energiewirtschaftsgesetz veröffentlicht. Er beschreibt den erwarteten Ausbaubedarf des Stromnetzes in den unterschiedlichen Spannungsebenen und stellt die erforderlichen Maßnahmen zur Gewährleistung eines sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Netzbetriebs dar. Die Betrachtung erfolgt entsprechend der gesetzlichen Vorgaben für die Stützjahre 2030 und 2035 sowie für das Zieljahr 2045. Die dargestellten Maßnahmen dienen der langfristigen Sicherstellung einer bedarfsgerechten Netzinfrastruktur und der Integration der erwarteten Entwicklungen auf Erzeugungs-, Verbrauchs- und Flexibilitätsseite.
Die Planungsgrundlagen dieses Netzausbauplans basieren auf zwei der sechs Regionalszenarien 2025 der deutschen Verteilnetzbetreiber. Diese werden gemäß § 14d EnWG innerhalb von sechs bundesweiten Planungsregionen gemeinschaftlich von den berichtspflichtigen Verteilnetzbetreibern erarbeitet und fortgeschrieben. Ziel der Regionalszenarien ist die Ableitung einer konsistenten regionalen Entwicklung der zukünftigen Versorgungsaufgabe als Grundlage für die Netzausbauplanung der Verteilnetzbetreiber. Die Regionalszenarien enthalten Prognosen zur Entwicklung von Erzeugungsanlagen, Stromverbrauchern und Flexibilitätsoptionen und berücksichtigen insbesondere den Ausbau erneuerbarer Energien, die zunehmende Verbreitung von Wärmepumpen und Elektromobilität sowie den erwarteten Hochlauf von Batteriespeichern, Rechenzentren und Elektrolyseuren.
Die Regionalszenarien 2025 basieren im Vergleich zu den Regionalszenarien 2023 auf einem verstärkten Bottom-Up-Ansatz, sodass neben den von den ÜNB bereitgestellten Prognosen aus dem Szenariorahmen des NEP auch die aktuelle Antragslage für EEG und Bezugskunden eine Rolle spielt, als auch die Einbeziehung aller nicht veröffentlichungspflichtigen VNBs erstmalig vollumfänglich stattfand.
Die Avacon Netz GmbH wirkt an der Erstellung der Regionalszenarien der Planungsregionen Mitte und Ost mit (vgl. Abbildung 1 und Abbildung 2). Die Netzgebiete in Niedersachsen, Hessen und Nordrhein-Westfalen werden der Planungsregion Mitte zugeordnet. Die Netzgebiete in Sachsen-Anhalt sind Teil der Planungsregion Ost. Die in diesem Netzausbauplan dargestellten Netzausbauvorhaben wurden auf Basis der jeweiligen Regionalszenarien der beiden Planungsregionen sowie unter Berücksichtigung der netztechnischen Besonderheiten im Versorgungsgebiet der Avacon Netz GmbH abgeleitet. Die Regionalszenarien 2025 sowie weiterführende Informationen zur bundesweiten Netzausbauplanung der Verteilnetzbetreiber werden auf der gemeinsamen Veröffentlichungsplattform VNBdigital bereitgestellt (www.vnbdigital.de).
Der Netzausbauplan verfolgt das Ziel, die langfristig erforderlichen Netzstrukturen zur Integration der erwarteten Entwicklungen im Bereich erneuerbarer Energien, Elektromobilität, Wärmepumpen, Batteriespeicher, Rechenzentren, Elektrolyseure und weiterer strombasierter Anwendungen transparent darzustellen. Die dargestellten Maßnahmen beruhen auf dem zum Zeitpunkt der Berichterstellung vorliegenden Kenntnisstand. Änderungen regulatorischer Rahmenbedingungen, technologische Entwicklungen sowie neue Netzanschlussbegehren können in zukünftigen Fortschreibungen zu Anpassungen der Ausbauplanung führen.

Das Netzgebiet der Avacon Netz GmbH ist durch einen überdurchschnittlich hohen Anteil erneuerbarer Erzeugungsanlagen geprägt und zählt zu den Regionen mit einer besonders dynamischen Entwicklung von Windenergie-, Photovoltaik- und Speicheranschlüssen.

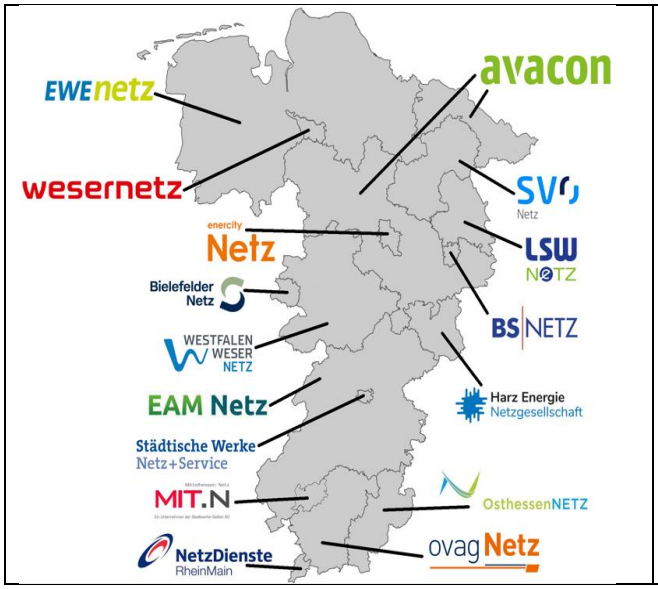


Abbildung 1: Die Planungsregion Mitte und ihre Verteilnetzbetreiber (ÜNB: TenneT TSO)

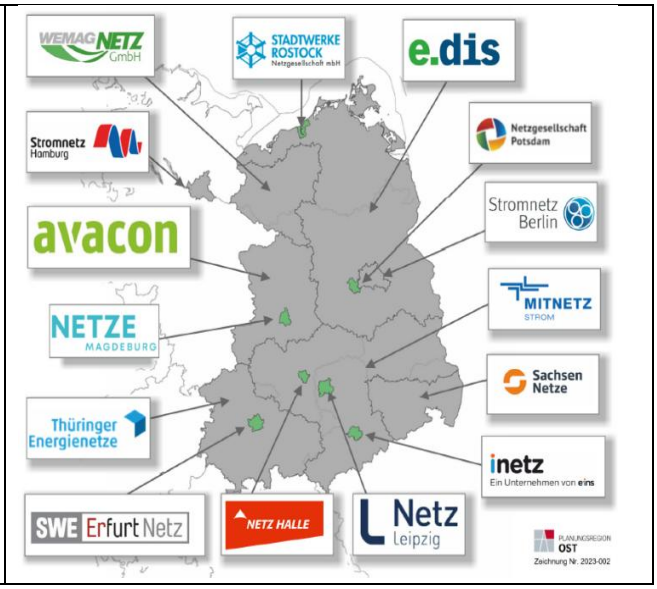


Abbildung 2: Die Planungsregion Ost und ihre Verteilnetzbetreiber (ÜNB: 50 Hertz Transmission GmbH)

Die zugrundeliegenden Regionalszenarien 2025 können wie folgt eingesehen werden:

- Planungsregion Mitte: Regionalszenario 2025 PR Mitte
- Planungsregion Ost: Regionalszenario 2025 PR Ost

Neu ist die Veröffentlichung der Prognosen in maschinenlesbarer Form auf vnbdigital.de.

- Prognoseleistungen der Planungsregionen

Die Avacon Netz veröffentlicht zum 02. November 2026, basierend auf den Regionalszenarien ihrer beiden Planungsregionen, ihren Netzausbauplan (NAP) 2026-30/35/45 auf VNBdigital.de und legt ihn zeitgleich gemäß §14.2 bei der BNetzA vor. Er stellt grundsätzlich alle szenariobasierten Erweiterungsinvestitionen innerhalb folgender Netzebenen (NE) dar:

- HöS/HS-Netz (NE2)
- HS-Netz (NE 3)
- Umspannung HS / MS (NE 4)
- MS-Netz (NE 5)
- Umspannung MS / NS (NE 6)
- Niederspannung (NE 7)

Für alle betrachteten Zeitscheiben wurden engpassfreie Netztopologien mit den entsprechenden Netzausbaubedarfen ermittelt und dargestellt. Die Avacon Netz GmbH hat zur besseren Übersicht die Maßnahmen an Hös/HS Umspannwerken der NE 2 zugeordnet, obwohl sie gem. dem BGH-Urteil (EnZR 95/23) kein Betreiber der NE2 ist.

1.1 Besonderheiten des eigenen Versorgungsgebietes

Die Avacon Netz GmbH betreibt Stromverteilungsnetze in den Bundesländern Hessen, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Sachsen-Anhalt. Das Netzgebiet umfasst sowohl ländlich geprägte Regionen mit einer geringen Lastdichte als auch verdichtete Versorgungsräume mit höheren Anforderungen an die Versorgungssicherheit und Netzkapazität. Die von der Avacon betriebenen Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze stellen die zuverlässige Versorgung von Haushalts-, Gewerbe-, Industrie- und Infrastrukturkunden sicher und ermöglichen zugleich die Integration einer hohen Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen.
Eine wesentliche Besonderheit des Versorgungsgebietes ist der bereits heute hohe Anteil erneuerbarer Energien an der angeschlossenen Erzeugungsleistung. Insbesondere Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen prägen große Teile des Netzgebietes. In vielen Netzregionen übersteigt die installierte Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien den lokalen Leistungsbedarf deutlich, teilweise um ein Vielfaches. Das Stromnetz übernimmt daher zunehmend die Funktion, regional erzeugte Energie aufzunehmen und über die verschiedenen Spannungsebenen sowie die Kuppelstellen zu benachbarten Netzbetreibern und zum Übertragungsnetz abzutransportieren.
Die Transformation des Energiesystems führt darüber hinaus zu einer tiefgreifenden Veränderung der Laststruktur. Neben dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien wird in den kommenden Jahren ein deutlicher Anstieg der elektrischen Anschlussleistungen durch Elektromobilität, Wärmepumpen, Batteriespeicher, Rechenzentren und Elektrolyseure erwartet. Diese Entwicklungen erhöhen sowohl die Anforderungen an die Übertragungskapazitäten als auch an die Flexibilität und Steuerbarkeit der Netze. Die regionalen Prognosen der Regionalszenarien 2025 zeigen für diese Anwendungsbereiche einen deutlichen Leistungszuwachs bis zum Zieljahr 2045.

Das Netzgebiet der Avacon Netz GmbH zeichnet sich insbesondere durch seine hohe Flächenausdehnung sowie eine vergleichsweise geringe Siedlungsdichte in weiten Teilen des Versorgungsgebietes aus. Gleichzeitig befinden sich zahlreiche wirtschaftlich dynamische Regionen im Netzgebiet, in denen zusätzliche Netzanschlussbegehren für Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen zu verzeichnen sind. Der hierfür notwendige Netzausbau erfolgt sowohl durch die Erweiterung bestehender Betriebsmittel als auch durch den Neubau von Umspannwerken, Transformatoren und Leitungsverbindungen.
Eine weitere Besonderheit ergibt sich aus der Zugehörigkeit des Netzgebietes zu den beiden Planungsregionen Mitte und Ost. Die unterschiedlichen regionalen Entwicklungen sowie die jeweiligen Anbindungen an das Übertragungsnetz erfordern eine differenzierte Betrachtung der Versorgungsaufgabe und der daraus resultierenden Netzausbaumaßnahmen. Die Netzplanung berücksichtigt daher sowohl die regionalen Rahmenbedingungen als auch die Anforderungen eines zunehmend integrierten und sektorübergreifenden Energiesystems.

1.2 Teilnetzgebiete

Für den Netzausbauplan wird das Netzgebiet der Avacon Netz GmbH, sortiert nach ihrer Größe, in die vier Teilnetzgebiete Niedersachsen, Sachsen-Anhalt, Hessen und Nordrhein-Westfalen untergliedert. Die Abgrenzung orientiert sich an den Bundesländern und berücksichtigt Unterschiede in der Versorgungsaufgabe und Netzstruktur.

Teilnetzgebiet Niedersachsen

Das Teilnetzgebiet Niedersachsen ist ein **einspeisegetriebenes Teilnetz**. Die Versorgungsaufgabe wird insbesondere durch die hohe und weiter zunehmende Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen geprägt. Der vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber ist TenneT. Das Teilnetzgebiet gehört zur Planungsregion Mitte.
Die Avacon Netz GmbH betreibt in Niedersachsen Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze.

Teilnetzgebiet Sachsen-Anhalt

Das Teilnetzgebiet Sachsen-Anhalt umfasst insbesondere die Altmark, die Börde, das Salzland und den östlichen Harz. Als **einspeisegetriebenes Teilnetz** ist es durch eine hohe Einspeisung aus erneuerbaren Energien geprägt. In mehreren Netzbereichen übersteigt die installierte Erzeugungsleistung bereits die lokale Last. Der vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber ist 50Hertz. Das Teilnetzgebiet gehört zur Planungsregion Ost.
Die Avacon Netz GmbH betreibt in Sachsen-Anhalt Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze.

Teilnetzgebiet Hessen

Das Teilnetzgebiet Hessen weist eine **ausgeglichene Versorgungsaufgabe** auf. Sowohl die Entwicklung der Last als auch die dezentrale Einspeisung sind für die Netzplanung relevant. Kennzeichnend sind eine vergleichsweise hohe Lastdichte und Netzvermaschung sowie ein hoher Anteil gewerblicher und industrieller Verbraucher. Der vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber ist TenneT. Das Teilnetzgebiet gehört zur Planungsregion Mitte.
Die Avacon Netz GmbH betreibt in Hessen ausschließlich das Hochspannungsnetz.

Teilnetzgebiet Nordrhein-Westfalen

Das Teilnetzgebiet Nordrhein-Westfalen ist ein vergleichsweise kleiner Netzbereich mit **ausgeglichener Versorgungsaufgabe**. Für die Netzplanung sind sowohl die zukünftige Lastentwicklung als auch die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen relevant. Das Teilnetzgebiet ist eng mit den angrenzenden Netzgebieten verbunden. Der vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber ist TenneT. Das Teilnetzgebiet gehört zur Planungsregion Mitte.
Die Avacon Netz GmbH betreibt in Nordrhein-Westfalen ausschließlich das Hochspannungsnetz

1.3 Netzkarten

Gemäß den Vorgaben des § 14d EnWG sowie den Hinweisen der Bundesnetzagentur enthält der Netzausbauplan Übersichtskarten der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze. Die Karten dienen der räumlichen Einordnung des Versorgungsgebietes, der Teilnetzgebiete sowie der im Netzausbauplan dargestellten Ausbaumaßnahmen und ermöglichen eine nachvollziehbare Darstellung der regionalen Netzstruktur.
Die Darstellung der Netzkarten erfolgt dabei auf einem angemessenen Abstraktionsniveau. Ziel ist es, den erforderlichen Transparenzanspruch gegenüber Öffentlichkeit, Regulierungsbehörden und sonstigen Marktteilnehmern zu erfüllen und gleichzeitig die besonderen Anforderungen zum Schutz Kritischer Infrastrukturen zu berücksichtigen. Hierzu werden sicherheitsrelevante Detailinformationen bewusst auf das notwendige Maß begrenzt.
Insbesondere werden keine Betriebsdaten, Auslastungsinformationen oder sonstige netzbetriebliche Detailinformationen veröffentlicht, die Rückschlüsse auf den aktuellen Betriebszustand einzelner Netzanlagen zulassen könnten. Ebenso wird auf die Darstellung kundenspezifischer Informationen sowie auf die Nennung von Anlagen- oder Stationsbezeichnungen verzichtet, sofern hierdurch Rückschlüsse auf einzelne Anschlussnehmer oder kritische Einrichtungen möglich wären.
Auch die Abbildung konkreter technischer Ausführungsvarianten wird auf diejenigen Informationen beschränkt, die für das Verständnis der geplanten Netzentwicklung erforderlich sind. Die Netzkarten konzentrieren sich auf die räumliche Darstellung der Netzgebiete und der geplanten Netzausbaumaßnahmen. Technische Detailangaben zu Betriebsmitteln, Netzkapazitäten oder Ausbauursachen werden nur insoweit aufgenommen, wie dies für die Nachvollziehbarkeit der Ausbauplanung notwendig ist.
Avacon stellt dazu das Hochspannungsnetz mit den zugehörigen Ausbaumaßnahmen neben einer Gesamtübersicht sowie vergrößerten Kartenausschnitten im Anhang dieses Dokumentes, wie in der Vergangenheit auch als interaktive Netzkarte dar, das Mittel- und Niederspannungsnetz jedoch vereinfacht und ausschließlich innerhalb des Dokumentes.

2 Planungsgrundlagen

Die Erstellung des vorliegenden Netzausbauplans erfolgt auf Grundlage der Anforderungen des § 14d EnWG. Ziel ist die bedarfsgerechte Planung und Darstellung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen zur Gewährleistung eines sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Netzbetriebs unter den Bedingungen der fortschreitenden Energiewende. Die Netzplanung berücksichtigt hierbei nun die Stützjahre 2030 und 2035 sowie das Zieljahr 2045.
Eine wesentliche Planungsgrundlage bilden die Regionalszenarien 2025 der deutschen Verteilnetzbetreiber. Diese wurden von den berichtspflichtigen Verteilnetzbetreibern innerhalb der sechs bundesweiten Planungsregionen gemeinschaftlich erstellt und zum 28. Januar 2026 veröffentlicht. Die Regionalszenarien enthalten Prognosen zur zukünftigen Entwicklung der Versorgungsaufgabe und beschreiben die erwarteten Veränderungen auf der Erzeugungs-, Verbrauchs- und Flexibilitätsseite bis zum Jahr 2045.
Gegenüber den erstmals im Jahr 2023 veröffentlichten Regionalszenarien wurden die Annahmen und Datengrundlagen weiterentwickelt und an die aktuellen energiepolitischen, regulatorischen und technologischen Entwicklungen angepasst. Während die Regionalszenarien 2023 den Schwerpunkt insbesondere auf den Ausbau erneuerbarer Energien, Elektromobilität und Wärmepumpen legten, berücksichtigen die Regionalszenarien 2025 zusätzlich den deutlich gestiegenen Stellenwert von Großbatteriespeichern, Rechenzentren sowie Elektrolyseuren. Zudem wurden die Prognosen auf die neuen Betrachtungsjahre 2030, 2035 und 2045 ausgerichtet.
Die Ermittlung der notwendigen Netzausbaumaßnahmen der Avacon Netz GmbH durch die Netzplanung basiert auf den in den Regionalszenarien enthaltenen regionalen Prognosemantelzahlen. Diese werden unter Berücksichtigung der konkreten Netzstrukturen, bereits bekannter Anschlussbegehren sowie regionaler Besonderheiten auf die jeweiligen Teilnetzgebiete übertragen und netztechnisch bewertet. Auf dieser Grundlage werden erforderliche Maßnahmen zur Netzoptimierung, Netzverstärkung und zum Netzausbau (NOVA) abgeleitet.
Die Ermittlung des Netzausbaubedarfs erfolgt mittels netztechnischer Untersuchungen der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze. Grundlage bilden die regionalisierten Prognosen der Versorgungsaufgabe aus den Regionalszenarien 2025 sowie bekannte konkrete Netzanschlussvorhaben (Bottom-Up-Ansatz). Erstmalig wurden auch alle unterlagerten und nicht berichtspflichtigen Verteilnetzbetreiber zu ihren Anschlussprognosen befragt und diese umfangreich in die Betrachtungen mit einbezogen. Für die jeweiligen Stützjahre werden Lastfluss- und Netzauslastungsanalysen durchgeführt, um mögliche Grenzwertverletzungen zu identifizieren. Auf Basis der Untersuchungsergebnisse werden Maßnahmen zur Netzoptimierung, Netzverstärkung oder zum Netzausbau entwickelt und hinsichtlich ihrer technischen Wirksamkeit bewertet.

2.1 Regionalszenario 2025 der Avacon Netz GmbH

Die für Avacon relevanten Planzahlen aus den betroffenen Regionalszenarien 2025 werden in den nachfolgenden Tabellen aufgeführt und bilden die Grundlage für alle planungsrelevanten Leistungen, die in die Berechnungen für den Netzausbauplan einfließen.
Gegenüber den erstmals im Jahr 2023 veröffentlichten Regionalszenarien wurde die Methodik der Datenermittlung weiterentwickelt. Während die Regionalszenarien 2023 im Wesentlichen auf einer Regionalisierung der Prognosedaten des Szenariorahmens des Netzentwicklungsplans der ÜNB basierten, erfolgt die Erstellung der Regionalszenarien 2025 zusätzlich auf Grundlage umfangreicher Bottom-up-Analysen der beteiligten Verteilnetzbetreiber. Hierbei fließen konkrete regionale Entwicklungen, bekannte Netzanschlussbegehren sowie Erkenntnisse aus laufenden Netzanschlussverfahren in die Prognose ein. Darüber hinaus wurden erstmals auch die Erkenntnisse nicht berichtspflichtiger Verteilnetzbetreiber berücksichtigt.
Die Fortschreibung der Regionalszenarien verdeutlicht die weiter zunehmende Dynamik der Energiewende. Für die Planungsregion Mitte wird bis 2045 ein erheblicher Ausbau sowohl der erneuerbaren Erzeugungsanlagen als auch der elektrischen Verbrauchs- und Speichertechnologien

erwartet. Die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen steigt von rund 11,7 GW im Jahr 2024 auf über 61 GW im Jahr 2045. Die installierte Windenergieleistung an Land erhöht sich von rund 15 GW auf über 38 GW. Eine vergleichbare Entwicklung zeigt sich in der Planungsregion Ost. Hier steigt die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen von 22,5 GW im Jahr 2024 auf 148 GW im Jahr 2045 an. Die installierte Windenergieleistung an Land erhöht sich von rund 20 GW auf über 56 GW. Parallel hierzu werden in beiden Planungsregionen erhebliche Zuwächse bei Elektromobilität, Wärmepumpen, Rechenzentren, Elektrolyseuren sowie Batteriespeichern prognostiziert.

2.1.1 Regionalszenario 2025 der Avacon Netz GmbH für die Planungsregion Mitte

Auf das Hochspannungs-Versorgungsgebiet der Avacon Netz GmbH ohne Berücksichtigung von nachgelagerten Verteilnetzbetreibern entfallen für die Planungsregion Mitte folgende Leistungen:

[MW]	**Bestand (2024)**	**2030**	**2035**	**2045**
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	1.734	3.075	4.271	6.165
Photovoltaik Freifläche (MWp)	434	2.072	5.988	11.052
Windenergie an Land	6.913	13.531	17.449	19.986
Sonstige erneuerbare Erzeugung	282	321	309	292
Konventionelle Kraftwerke	260	258	247	75
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	208	692	1.399	2.333
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	104	346	700	1.166
Elektromobilität	753	3.308	6.040	7.634
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)*	2.109	1.982	1.922	1.801
Stand-alone Rechenzentren	0	555	1.110	1.630
Elektrolyseure	0	100	1.670	3.700
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	135	750	1.450	2.450
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	4	2.400	3.200	4.860
Pumpspeicher	0	0	0	0

*** enthält Gleichzeitigkeiten**

Hinweis: Die Ermittlung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen erfolgt inklusive der Anschlussleistungen der nachgelagerten Netzbetreiber. Die Prognosen der nachgelagerten Netzbetreiber können aus den jeweiligen Veröffentlichungen entnommen werden.

2.1.2 Regionalszenario 2025 der Avacon Netz GmbH für die Planungsregion Ost

Auf das Hochspannungs-Versorgungsgebiet der Avacon Netz GmbH ohne Berücksichtigung von nachgelagerten Verteilnetzbetreibern entfallen für die Planungsregion Ost folgende Leistungen:

[MW]	**Bestand (2024)**	**2030**	**2035**	**2045**
Photovoltaik auf oder an Gebäuden	1.010	2.004	2.653	3.344
Photovoltaik Freifläche	805	3.730	6.440	7.560
Windenergie an Land	2.868	4.552	6.302	7.818
Sonstige erneuerbare Erzeugung	263	300	289	273
Konventionelle Kraftwerke	243	242	235	70
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	31	313	489	1.071
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	16	157	245	536
Elektromobilität	150	1.513	2.524	3.635
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)*	603	543	507	456
Großprojekte (Last) u.a. Rechenzentren	35	351	726	726
Elektrolyseure	0	0	778	1.602
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	121	484	765	1.082
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	20	510	1.070	1.620
Pumpspeicher	80	100	100	100

*** enthält Gleichzeitigkeiten**

Hinweis: Die Ermittlung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen erfolgt inklusive der Anschlussleistungen der nachgelagerten Netzbetreiber. Die Prognosen der nachgelagerten Netzbetreiber können aus den jeweiligen Veröffentlichungen entnommen werden.

2.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe

Die zukünftige Entwicklung der Versorgungsaufgabe wird maßgeblich durch die Transformation des Energiesystems bestimmt. Neben dem weiteren Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen verändern insbesondere die Elektrifizierung von Mobilität, Wärmeversorgung und industriellen Anwendungen sowie der zunehmende Einsatz stationärer Speicher die Anforderungen an die Stromverteilnetze.

Das Regionalszenario 2025 zeigt für das Netzgebiet der Avacon Netz GmbH einen erheblichen Zuwachs sowohl bei der Erzeugung als auch beim Verbrauch. Die Verteilnetze dienen daher nicht mehr ausschließlich der Versorgung von Verbrauchern, sondern zunehmend auch der Aufnahme, dem Transport und der Integration dezentral erzeugter Energie.
Zur Abbildung der zukünftigen Netzanforderungen wurden die Bestands- und Prognosewerte der Planungsregionen Mitte und Ost den einzelnen Netzebenen des Avacon-Netzes zugeordnet.
Dadurch werden die Anschlussschwerpunkte der verschiedenen Technologien und die daraus resultierenden Anforderungen an die Netzentwicklung sichtbar.

Besonderheiten der Hochspannungsebene

Die Hochspannungsebene dient der Integration großer Erzeugungsanlagen und leistungsstarker Verbraucher sowie dem Transport der daraus resultierenden Leistungen. Windenergie- und große Freiflächen-Photovoltaikanlagen werden überwiegend an die Hochspannungsebene oder die Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung angeschlossen. Weitere relevante Erzeugungs- und Flexibilitätsanlagen sind konventionelle Erzeugungsanlagen, Pumpspeicher und Großbatteriespeicher.
Auf der Verbrauchsseite führen insbesondere gewerbliche und industrielle Lasten sowie weitere leistungsintensive Anwendungen zu steigenden Anforderungen an die Netzkapazität. Die Hochspannungsebene übernimmt damit eine zentrale Transport- und Integrationsfunktion für Erzeugung und Verbrauch.
Haupttreiber der Hochspannungsebene sind:

- Windenergieanlagen und -parks,
- große Freiflächen-Photovoltaikanlagen,
- Großbatteriespeicher,
- große gewerbliche und industrielle Verbraucher.

Besonderheiten der Mittelspannungsebene

Die Mittelspannungsebene verbindet das Hochspannungsnetz mit den nachgelagerten Netzen und bindet unterschiedliche Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen an. Hierzu zählen insbesondere Windenergie- und Freiflächen-Photovoltaikanlagen, Gewerbe- und Industriekunden, öffentliche Ladeinfrastruktur, Großwärmepumpen und Batteriespeicher.
Die gleichzeitige Zunahme von Einspeisung und Verbrauch erhöht die Anforderungen an Netzkapazität, Betriebsmittelauslastung, Spannungshaltung und Netztransparenz.
Haupttreiber der Mittelspannungsebene sind:

- Windenergie- und Freiflächen-Photovoltaikanlagen,
- Gewerbe- und Industriekunden,
- öffentliche Ladeinfrastruktur,
- Großwärmepumpen,
- Batteriespeicher.

Besonderheiten der Niederspannungsebene

Die Niederspannungsebene ist vor allem durch die Elektrifizierung privater Haushalte und kleinerer Gewerbebetriebe geprägt. Wesentliche Treiber sind Photovoltaikanlagen auf Wohn- und Gewerbegebäuden, dezentrale Wärmepumpen, private Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge und Heimspeicher.
Durch die zunehmende dezentrale Einspeisung und zusätzliche elektrische Verbraucher treten verstärkt bidirektionale und zeitlich überlagerte Leistungsflüsse auf. Dadurch steigen die Anforderungen an die Aufnahmefähigkeit der Ortsnetze und die Kapazität der Umspannebene Mittelspannung/Niederspannung.
Haupttreiber der Niederspannungsebene sind:

- Dach-Photovoltaikanlagen,
- dezentrale Wärmepumpen,

- private Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge.

2.2.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage der Regionalszenarien 2025

Die aktuelle Versorgungsaufgabe wird anhand der Bestandswerte der Regionalszenarien 2025 für die Planungsregionen Mitte und Ost dargestellt. Die Werte wurden den Spannungsebenen des Avacon-Netzes entsprechend ihrer Anschlussebene inklusive der nachgelagerten Verteilnetzbetreiber zugeordnet.
Die installierte Leistung konzentriert sich mit insgesamt 41.434 MW auf die Hochspannungsebene. Auf die Mittelspannungsebene entfallen 10.942 MW und auf die Niederspannungsebene 3.561 MW. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Verteilung nach Technologien und Spannungsebenen.

[MW]	UW HöS/HS	HS	UW HS/MS	MS	UW MS/NS	NS
Photovoltaik auf oder an Gebäuden	0	3.300	0	2.700	0	1.300
Photovoltaik Freifläche	0	5.900	0	800	0	0
Windenergie an Land	0	16.400	0	2.600	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	0	953	0	430	0	15
Konventionelle Kraftwerke	0	932	0	173	0	3
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	0	986	0	239	0	239
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	-	0	120	0	0
Elektromobilität	0	1.800	0	900	0	418
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	0	10.900	0	2.700	0	1.300
Stand-Alone Rechenzentren	0	159	0	0	0	0
Elektrolyseure	0	0	0	0	0	0
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	0	-	0	256	0	256
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	26	0	24	0	0
Pumpspeicher	0	80	0	0	0	0
Gesamt:	0	41.434	0	10.942	0	3.561

2.2.2 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe t+5

Bis 2030 steigen die Bezugs- und Einspeiseleistungen gegenüber dem Bestand 2024 in allen Teilnetzgebieten.
In den einspeisegeprägten Teilnetzgebieten Niedersachsen und Sachsen-Anhalt wachsen die Leistungen sowohl in der Hoch- als auch in der Mittelspannung deutlich. Treiber sind insbesondere die für diese Netzebenen beschriebenen Erzeugungsanlagen sowie die zunehmende Einspeisung aus nachgelagerten Netzebenen.
In Hessen und Nordrhein-Westfalen steigen die Bezugs- und Einspeiseleistungen im Hochspannungsnetz. Die Entwicklung wird durch leistungsstarke Verbraucher und Erzeugungsanlagen sowie durch den zunehmenden Leistungsaustausch mit den nachgelagerten Netzebenen bestimmt.

2.2.3 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe t+10

Bis 2035 setzt sich der Anstieg der Bezugs- und Einspeiseleistungen in allen Teilnetzgebieten fort.
In Niedersachsen und Sachsen-Anhalt verstärken die weiter zunehmenden Einspeisungen die Transportaufgabe des Hochspannungsnetzes. Gleichzeitig steigen die Leistungen in der Mittelspannung. Maßgebliche Treiber bleiben die auf diesen Netzebenen angeschlossenen Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen.
In Hessen und Nordrhein-Westfalen nimmt die Beanspruchung des Hochspannungsnetzes durch direkt angeschlossene Anlagen und nachgelagerte Netzebenen weiter zu. Dabei wachsen sowohl die Bezugs- als auch die Einspeiseleistungen.

2.2.4 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045

Bis 2045 erreichen die ausgewiesenen Bezugs- und Einspeiseleistungen in allen Teilnetzgebieten ihre höchsten Werte.
In Niedersachsen steigt insbesondere die Einspeisung aus nachgelagerten Netzebenen stark an. Auch in Sachsen-Anhalt nimmt die Einspeisung im Hoch- und Mittelspannungsnetz weiter zu. Die Entwicklung wird vor allem durch die bereits für diese Netzebenen beschriebenen Erzeugungsanlagen geprägt.
In Hessen und Nordrhein-Westfalen steigen die Bezugs- und Einspeiseleistungen im Hochspannungsnetz weiter. Haupttreiber sind die dort angeschlossenen leistungsstarken Verbraucher und Erzeugungsanlagen sowie die zunehmenden Leistungsflüsse aus den nachgelagerten Netzebenen.

3 Netzausbauplanung

Die Netzausbauplanung der Avacon Netz GmbH verfolgt das Ziel, die zukünftige Versorgungsaufgabe unter Gewährleistung eines sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Netzbetriebs zu erfüllen. Grundlage bildet ein sowohl in den Stützjahren als auch langfristig engpassfreies Netz, das die prognostizierten Entwicklungen auf der Erzeugungs- und Verbrauchsseite aufnehmen kann und gleichzeitig den Anforderungen eines zunehmend dezentralen Energiesystems gerecht wird.
Die Planung erfolgt für die Stützjahre 2030 und 2035 sowie für das Zieljahr 2045 auf Basis der Regionalszenarien 2025 und berücksichtigt sowohl bekannte Anschlussvorhaben als auch die langfristigen Entwicklungen aus den regionalen Prognosen.

3.1 Allgemeine Planungsannahmen

Berücksichtigung von Gleichzeitigkeiten

Da nicht alle Anlagen und Verbraucher zu jedem Zeitpunkt ihre maximale Leistung beanspruchen oder einspeisen, werden in der deterministischen Netzberechnung, die diesen Analysen zugrunde liegt, Gleichzeitigkeitsannahmen angewendet.
Die verwendeten Gleichzeitigkeitsfaktoren orientieren sich an:

- statistischen Erfahrungswerten,
- netzbetrieblichen Erkenntnissen,
- technischen Anschlussbedingungen,
- anlagenspezifischen Betriebscharakteristika.

Dabei wird berücksichtigt, dass für verschiedene Technologietypen unterschiedliche Last- und Einspeiseprofile vorliegen. Während beispielsweise Ladeeinrichtungen für Elektromobilität oder Wärmepumpen typischerweise nur zeitweise ihre maximale Leistung abrufen, können Batteriespeicher und Elektrolyseure unter Umständen eine hohe Gleichzeitigkeit aufweisen und dadurch neue Lastspitzen verursachen.

Einbeziehung flexibler Netzanschlussvereinbarungen

Die Berücksichtigung flexibler Netzanschlussvereinbarungen kann dazu beitragen, den Umfang von Netzausbaumaßnahmen zu reduzieren. Unabhängig davon bleibt der bedarfsgerechte Ausbau der Netzinfrastruktur die zentrale Grundlage für die langfristige Erfüllung der Versorgungsaufgabe.

Anwendung des NOVA-Prinzips

Die Ableitung von Netzausbaumaßnahmen erfolgt entsprechend dem NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau).
Hierbei werden zunächst Maßnahmen zur besseren Ausnutzung bestehender Netzstrukturen geprüft. Dazu zählen beispielsweise:

- Schalthandlungen und Netzumschaltungen,
- Anpassungen von Netzbetriebsführungen,
- Blindleistungsmanagement,
- Spannungshaltungsmaßnahmen,
- Digitalisierung und verbesserte Netztransparenz.

Reichen diese Maßnahmen nicht aus, werden Netzverstärkungsmaßnahmen betrachtet. Hierunter fallen beispielsweise der Ersatz leistungsschwächerer Betriebsmittel oder die Erhöhung vorhandener Übertragungskapazitäten.
Erst wenn Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen den prognostizierten Bedarf nicht wirtschaftlich oder technisch decken können, werden Netzausbaumaßnahmen wie Leitungsneubauten, zusätzliche Umspannwerke oder neue Transformatoren vorgesehen.
Durch dieses Vorgehen wird sichergestellt, dass der Ausbau des Netzes effizient und ressourcenschonend erfolgt.

Planungsfälle und Netzberechnungen

Zur Ermittlung des zukünftigen Netzausbaubedarfs werden für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045 netztechnische Untersuchungen der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze durchgeführt. Grundlage bilden die aus den Regionalszenarien 2025 abgeleiteten Erzeugungs-, Verbraucher- und Speicherleistungen sowie bekannte Netzanschlussvorhaben und weitere regionale Entwicklungen.
Die Netzausbauplanung erfolgt in der deterministischen Netzberechnung anhand standardisierter Planungsfälle, welche unterschiedliche Betriebszustände des Netzes abbilden. Hierbei werden sowohl hohe Einspeisesituationen mit geringer Last als auch hohe Lastsituationen mit geringer Erzeugung betrachtet.
Die Bewertung der Netzbelastung erfolgt mittels stationärer Lastflussberechnungen. Hierbei werden die prognostizierten Einspeise- und Verbrauchswerte den jeweiligen Netzknoten zugeordnet und die resultierenden Leistungsflüsse im Netz bestimmt.
Die Lastflussberechnungen dienen insbesondere der Ermittlung von:

- Strombelastungen von Leitungen und Kabeln,
- Auslastungen von Transformatoren,
- Spannungsverhältnissen an allen relevanten Netzknoten,

Die Berechnungen werden für alle maßgeblichen Planungsfälle durchgeführt und bilden die Grundlage für die Ableitung erforderlicher Netzmaßnahmen.

Ableitung des Ausbaubedarfs

Aus den Ergebnissen der Netzberechnungen werden die erforderlichen Maßnahmen zur Sicherstellung eines sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Netzbetriebs abgeleitet. Berücksichtigt werden sowohl thermische Engpässe als auch Spannungsprobleme und Einschränkungen hinsichtlich der Versorgungszuverlässigkeit. Die identifizierten Maßnahmen bilden die Grundlage der im weiteren Verlauf dieses Netzausbauplans dargestellten erforderlichen Maßnahmen.

Energieeffizienz und Nachfragesteuerungsmaßnahmen

Energieeffizienzmaßnahmen sind in dem Regionalszenario der Avacon Netz kumulativ berücksichtigt. Es wird allerdings davon ausgegangen, dass sie im Vergleich zu den erwarteten Verbrauchssteigerungen für Wärmepumpen, Elektromobilität und strombasierte Anwendungen der Industrie vernachlässigbar klein sind. Sie werden daher in dem Regionalszenario nicht separat ausgewiesen.

Nachfragesteuerungsmaßnahmen nach §14 a EnWG werden im Gegensatz zu den benannten Energieeffizienzmaßnahmen in dem Regionalszenario nicht berücksichtigt. Avacon Netz versteht sich als Dienstleister mit dem Ziel, dass die Netzkunden unbeeinflusst von möglichen Netzengpässen ihr Geschäftsmodell verfolgen können. Im Netzausbauplan sind daher engpassfreie Netze beschrieben, die keinen Einsatz von Nachfragesteuerungsmaßnahmen erfordern. Konkret werden Steurerungseingriffe gemäß §14 a EnWG zur zeitlichen Optimierung von Netzausbaumaßnahmen verstanden, sie reduzieren aber nicht den Umfang der Netzausbaumaßnahmen. Diese entspricht dem aktuellen Ordnungsrahmen zum verpflichtenden Netzausbau bei der Durchführung von Netzsteuerungsmaßnahmen.

3.2 Hochspannung

Die Netzausbauplanung der Hochspannungsebene umfasst die Netzebenen HöS/HS (bis auf Schaltanlagen, die sich nicht im Eigentum der Avacon Netz befinden), HS sowie HS/MS und verfolgt das Ziel, den sicheren und leistungsfähigen Netzbetrieb unter den zukünftigen Anforderungen der Energiewende sicherzustellen.
Zur Bewältigung dieser Entwicklungen werden bestehende Netzverbindungen verstärkt, zusätzliche Umspannwerkskapazitäten geschaffen, neue Hochspannungsleitungen errichtet sowie Transformatorleistungen erweitert. Gleichzeitig werden Netzoptimierungsmaßnahmen eingesetzt, um vorhandene Infrastruktur möglichst effizient zu nutzen.

Planungsansätze zur Höherauslastung

Erstmalig wurde für die Hochspannungsebene der "kurative Betrieb" planerisch angewandt. Hierbei wird für die Einspeisung aus EE- und BESS-Anlagen die (n-0)-Kapazität des Hochspannungsnetzes genutzt. Bei Netzfehlern stellt eine Automatik über Abwurf eines Teils dieser Anlagen die Netzsicherheit und das (n-1)-Prinzip für konventionelle Lasten und Verbraucher sicher. Der kurative Betrieb befindet sich zurzeit in der Pilotierungsphase (ALM, KurSyV, u.a) und wurde daher erst ab 2035 planerisch angewandt. Er ist wirksam auf den Anstieg der EE-Leistung von 2030 auf 2035 und 2045.

Gleichzeitig wurde erstmals lastbedingtes Freileitungsmonitoring für Wärmepumpen in der Hochspannung berücksichtigt. Wärmepumpen inkl. Heizstäbe weisen ihre Lastmaxima bei kalten Temperaturen auf, zu denen gesichert eine thermische Höherauslastbarkeit von Freileitungen möglich ist.

Zuletzt wurde ein über die Zieljahre leicht steigendes marktlich bedingtes Ladeverhalten von E-Mobilität bei EE-Spitzen angenommen. Die Modellierung des Verhaltens erfolgt im ersten Schritt einzig in der Hochspannungsebene, dort erhöht sie die EE-Aufnahmekapazität. In unterlagerten Ebenen kann uneingeschränkt marktliches Verhalten auch zu Engpässen führen, weil künftig stärker preisprägende EE-Leistung aus Windenergieanlagen nicht lokal zur Verfügung steht, hierfür sind weitere Untersuchungen notwendig.

Der Zubau von Batteriespeichern in der Hochspannung nach 2030 wurde als FCA mit einer flexiblen Anschlussvereinbarung angenommen, so dass er keinen wesentlichen Netzausbau verursacht.

Verzögerungen und Umsetzungshemmnisse

Die Umsetzung von Netzausbauprojekten in der Hochspannungsebene wird durch verschiedene externe Einflussfaktoren geprägt.
Hierzu zählen insbesondere langwierige Genehmigungs- und Abstimmungsverfahren, Eigentümer- und Grundstücksfragen, naturschutzrechtliche Anforderungen sowie teilweise begrenzte Ressourcen bei Bauunternehmen und Lieferanten. Darüber hinaus führen steigende Projektvolumina innerhalb der Energiewirtschaft zu längeren Lieferzeiten für Transformatoren, Schaltanlagen und weitere kritische Betriebsmittel.
Zusätzliche Herausforderungen ergeben sich aus der hohen Dynamik der Versorgungsaufgabe. Netzanschlussanfragen können sich während laufender Planungsprozesse verändern oder neu hinzukommen. Dadurch kann eine Anpassung bereits geplanter Ausbauvorhaben erforderlich werden.

Netzdimensionierende Ausbauplanung Hochspannung

Die nachfolgende Tabelle zeigt eine Zusammenfassung der geschätzten Mengen und erwarteten Ausbaukosten für die Hochspannung inklusive Umspannung Höchst- auf Hochspannung und Hoch- auf Mittelspannung, unabhängig von der Art der Maßnahme:

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 2: HöS/HS UW	61 [Trafos]	811 [Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	5.417 [km]	6.609 [Mio. Euro]
	NE 4: HS/MS UW	236 [Trafos]	2.667 [Mio. Euro]
2031 bis 2035 (T+10)	NE 2: HöS/HS UW	44 [Trafos]	657 [Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	669 [km]	1.466 [Mio. Euro]
	NE 4: HS/MS UW	21 [Trafos]	315 [Mio. Euro]
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 2: HöS/HS UW	39 [Trafos]	178 [Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	838 [km]	1.610 [Mio. Euro]
	NE 4: HS/MS UW	10 [Trafos]	214 [Mio. Euro]

Hinweis: *Kostenunterschiede je Leitungskilometer bzw. Umspannung ergeben sich aus dem betrachteten Maßnahmenmix. Beispielsweise ist die Erweiterung eines bestehenden Umspannwerks in der Regel günstiger als der Neubau eines Umspannwerks. Ebenso verursacht Freileitungsmonitoring deutlich geringere Kosten je Kilometer als ein Leitungsneubau. Die dargestellten Kosten entsprechen der Gesamtsumme aller Maßnahmen der jeweiligen Jahresscheibe.*

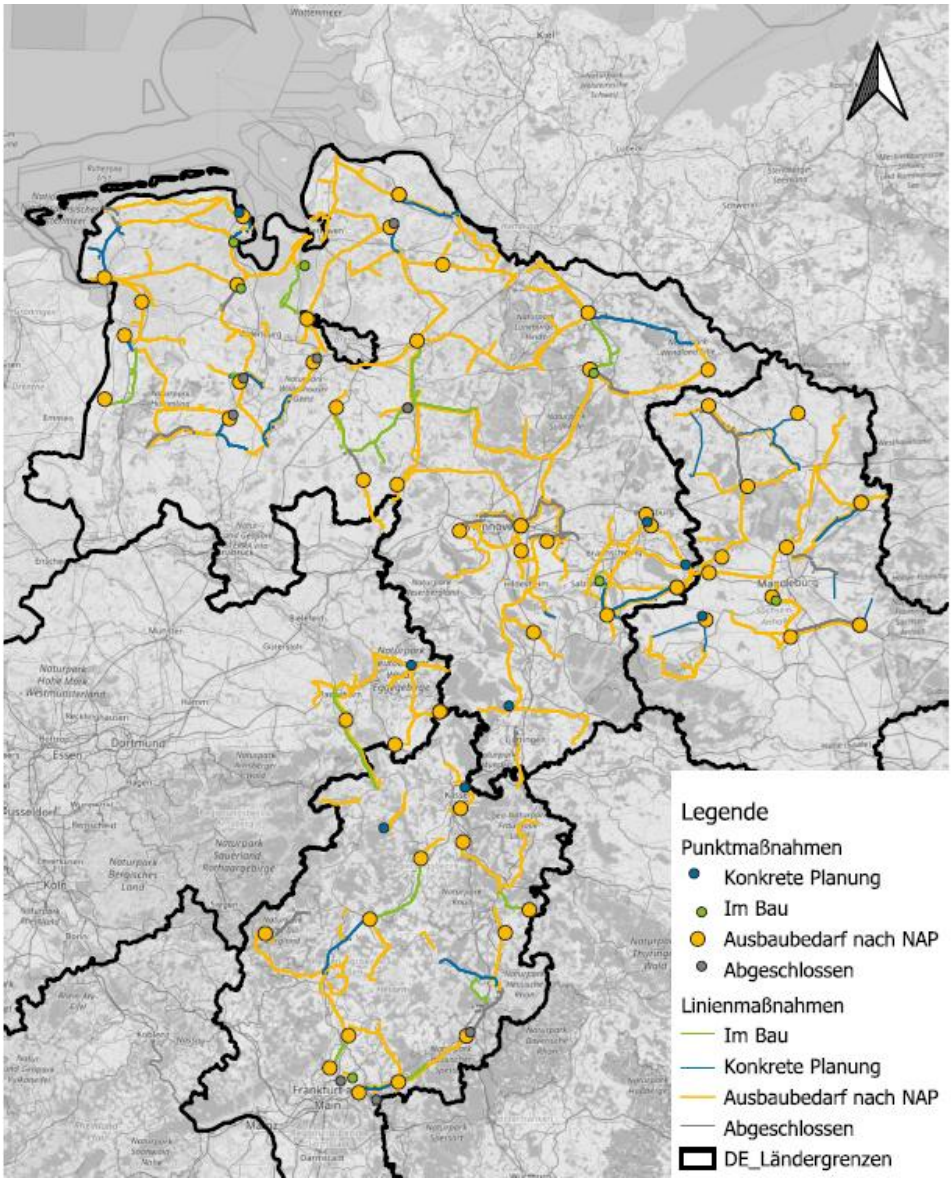


Abbildung 3: Darstellung der Engpässe im HS-Netz (NE 2,3) der Avacon

Die Netzkarte zeigt die für den Zeithorizont t+10 identifizierten Ausbaumaßnahmen der Netzebenen Höchst- auf Hochspannung (HöS/HS) bis Hochspannung (HS) im Gesamtnetzgebiet der Avacon. Dargestellt werden Optimierungs-, Verstärkungs-, Erneuerungs- und Erweiterungsmaßnahmen an Hochspannungsleitungen und HöS/HS-Umspannwerken. Die Einordnung der Maßnahmen erfolgt anhand des jeweiligen Projektstatus gemäß Legende.

Eine interaktive Darstellung der Karte mit Verlinkung der entsprechenden Maßnahmennummern und Attributen der Maßnahmenliste kann über diesen Internetlink eingesehen werden.

3.3 Mittel- und Niederspannung

Die Netzausbauplanung der Mittel- und Niederspannungsebene umfasst die Netzebenen MS, MS/NS und NS. Dabei wird das Ziel verfolgt, ein engpassfreies Netz unter Prognose-Bedingungen zu erstellen.
Im Vergleich zum Netzausbauplan 2024 zeigt sich ein deutlicher Wandel der wesentlichen Ausbautreiber. Während bislang vor allem der Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen den Netzausbau bestimmte, stehen im NAP 2026 insbesondere die zunehmende Elektrifizierung der Verbrauchssektoren und der daraus resultierende Lastanstieg im Fokus. Wesentliche Treiber sind die Elektromobilität, der Ausbau von Wärmepumpen sowie die fortschreitende Elektrifizierung von Gewerbe und Industrie. Hierdurch steigt der Leistungsbedarf in nahezu allen Netzbereichen deutlich an. Insbesondere

Ortsnetzstationen und Niederspannungsnetze erreichen zunehmend ihre Kapazitätsgrenzen. Zur Bewältigung dieser Entwicklung werden Mittelspannungsnetze durch neue Leitungen verstärkt und neu strukturiert. Auf der Umspannebene werden vorhandene Standorte, wenn möglich erweitert bzw. neue Stationsstandorte errichtet.

Besondere Herausforderungen für das Mittel- und Niederspannungsnetz

Das Netzgebiet der Avacon weist sehr unterschiedliche Versorgungsstrukturen mit ländlichen, urbanen und gewerblich geprägten Netzbereichen auf. Die zusätzlichen Lasten aus Elektromobilität, Wärmepumpen und der fortschreitenden Elektrifizierung führen dabei flächendeckend zu steigenden Netzbelastungen und einem erheblichen Ausbaubedarf in den Netzebenen MS, MS/NS und NS.
Die Entwicklung der Mittel- und Niederspannungsnetze ist eng mit dem Ausbau der Hochspannungsnetze und Umspannwerke verknüpft. Neue Umspannwerksstandorte, die Erweiterung bestehender Standorte sowie zusätzliche HS/MS-Transformatoren beeinflussen Netzaufteilung, Lastflüsse und Versorgungsbereiche unmittelbar und können grundlegende Anpassungen der Mittelspannungsnetz-Topologie erforderlich machen. Gleichzeitig bestehen erhebliche zeitliche und technische Abhängigkeiten zwischen den Projekten. Neben den Anforderungen aus dem Ausbau der Hochspannungsebene ergibt sich eine weitere Herausforderung aus der Vielzahl erforderlicher Einzelmaßnahmen. Neben klassischen Leitungs- und Stationsausbauten sind zahlreiche Netzoptimierungen, Verstärkungen und Umstrukturierungen erforderlich, die zu einer kontinuierlichen Weiterentwicklung der Netzstruktur führen. Trotz dieser Rahmenbedingungen verfolgt die Avacon Netz GmbH das Ziel, Netzengpässe frühzeitig zu identifizieren und die erforderlichen Netzausbaumaßnahmen rechtzeitig umzusetzen.

Netzdimensionierende Ausbauplanung Mittel- bis Niederspannung

Die nachfolgende Tabelle zeigt eine Zusammenfassung der geschätzten Mengen und erwarteten Ausbaukosten für die Mittel- und Niederspannung inklusive Umspannung Mittel- auf Niederspannung, unabhängig von der Art der Maßnahme:

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 5: MS-Leitungen	2.144 [km]	536 [Mio. Euro]
	NE 6: MS/NS UW	3.416 [UW]	330 [Mio. Euro]
	NE 7: NS-Leitungen	1.568 [km]	450 [Mio. Euro]
2031 bis 2035 (T+10)	NE 5: MS-Leitungen	870 [km]	218 [Mio. Euro]
	NE 6: MS/NS UW	1.952 [UW]	190 [Mio. Euro]
	NE 7: NS-Leitungen	1.041 [km]	330 [Mio. Euro]
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 5: MS-Leitungen	1.821 [km]	455 [Mio. Euro]
	NE 6: MS/NS UW	2.259 [UW]	180 [Mio. Euro]
	NE 7: NS-Leitungen	1.821 [km]	620 [Mio. Euro]

Die nachfolgende Netzkarte zeigt die für den Zeithorizont t+5 (2030) identifizierten Ausbaumaßnahmen der Netzebenen HS/MS und MS einschließlich der zugehörigen Umspannwerksstandorte. Zum Schutz kritischer Infrastruktur werden Leitungsverläufe in vereinfachter Form dargestellt.

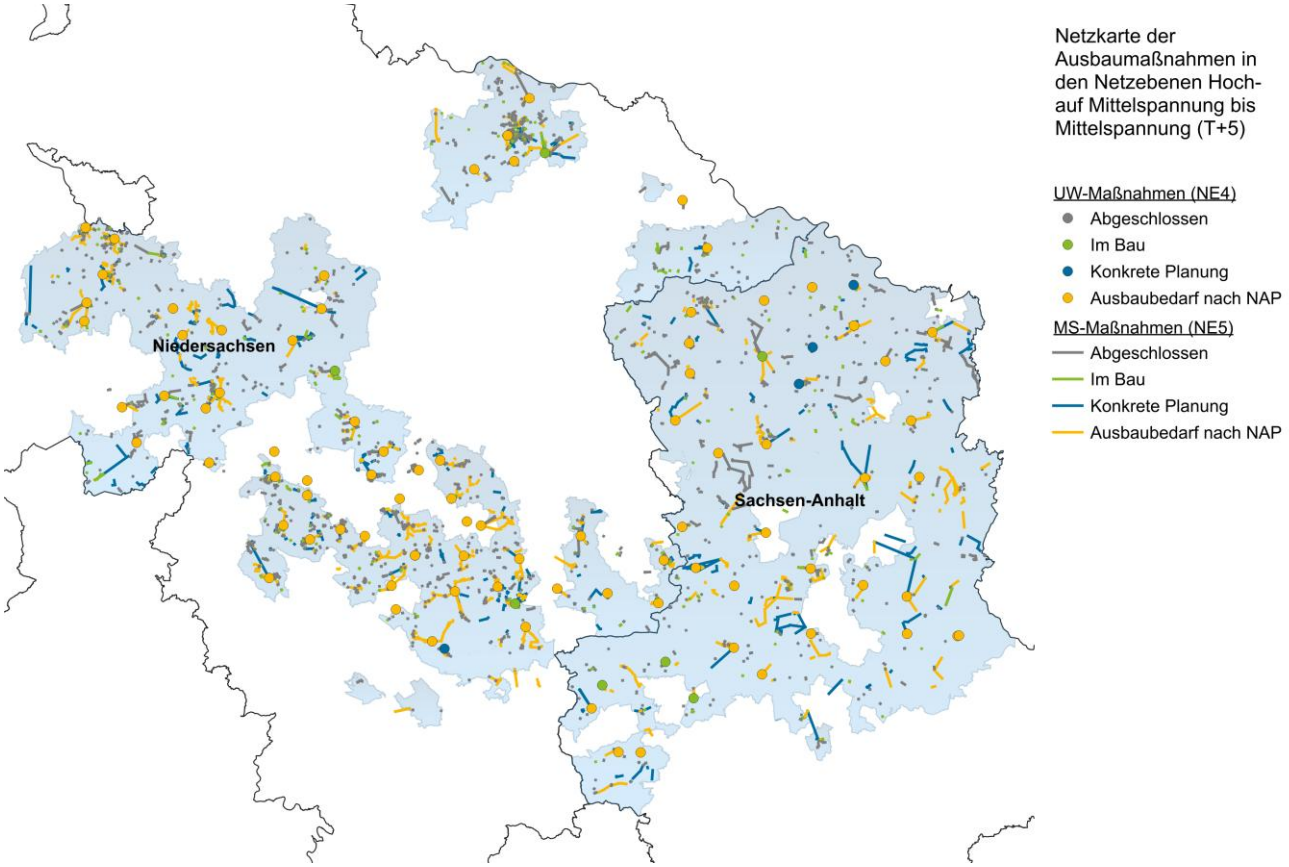


Abbildung 4: Ausbaumaßnahmen bis 2030 der NE 4 und NE5 im gesamten Mittelspannungsnetzgebiet Avacon

Die Netzkarte zeigt die für den Zeithorizont t+5 identifizierten Ausbaumaßnahmen der Netzebenen Hoch- auf Mittelspannung (HS/MS) bis Mittelspannung (MS) in den Teilnetzen Niedersachsen und Sachsen-Anhalt. Dargestellt werden Optimierungs-, Verstärkungs-, Erneuerungs- und Erweiterungsmaßnahmen an Mittelspannungsleitungen und HS/MS-Umspannwerken. Die Einordnung der Maßnahmen erfolgt anhand des jeweiligen Projektstatus gemäß Legende.

4 Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf

Neben dem netzdimensionierenden Ausbaubedarf führt die Avacon Netz GmbH in ihrem Netzgebiet fortlaufend Maßnahmen zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs durch. Dazu zählen insbesondere zustandsorientierte Ersatzmaßnahmen für alternde Betriebsmittel sowie Maßnahmen für Anlagen mit erhöhtem technischem oder betrieblichem Risiko.
Die Identifikation dieser Maßnahmen basiert auf der Asset- und Zustandsbewertung der Netzinfrastruktur. Berücksichtigt werden dabei Alterungszustände, technische Zustandsbewertungen, Ausfallwahrscheinlichkeiten und die möglichen Auswirkungen von Störungen. Ziel ist es, die langfristige Anlagenverfügbarkeit und Versorgungszuverlässigkeit sicherzustellen sowie technische Risiken frühzeitig zu reduzieren.
Ein reiner 1:1-Ersatz bestehender Betriebsmittel ohne Anpassung der Übertragungskapazität stellt zunehmend die Ausnahme dar. Im Rahmen der Erneuerungsplanung wird grundsätzlich geprüft, ob die Betriebsmittel den langfristigen Anforderungen der Energiewende und der prognostizierten Entwicklung der Versorgungsaufgabe gerecht werden. In der Regel kommen daher Standardbetriebsmittel mit höheren Leistungs- und Kapazitätsreserven zum Einsatz.
Ergänzend werden Betriebsmittel zurückgebaut, wenn sie infolge von Netzstrukturänderungen dauerhaft nicht mehr benötigt oder durch leistungsfähigere Anlagen ersetzt werden. Soweit erforderlich, umfasst dies auch die fachgerechte Behandlung und Entsorgung von Altanlagen und Schadstoffen gemäß den geltenden gesetzlichen und technischen Anforderungen.
Eine Trennung zwischen netzdimensionierendem Netzausbau und dem nicht netzdimensionierenden Netzausbau ist daher nicht möglich. Beides wird im Rahmen der Darstellung des Netzausbauplans in diesem Dokument nicht ausgewiesen.

5 Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen

Mit dem fortschreitenden Umbau des Energiesystems verändern sich die Anforderungen an den Betrieb der Stromverteilnetze grundlegend. Während die Stromversorgung in der Vergangenheit überwiegend durch zentrale Großkraftwerke geprägt war, wird das zukünftige Energiesystem zunehmend durch dezentrale Erzeugungsanlagen, Speicher, leistungselektronisch gekoppelte Betriebsmittel sowie flexible Verbrauchseinrichtungen bestimmt. Diese Entwicklung wirkt sich nicht nur auf die erforderlichen Netzkapazitäten aus, sondern beeinflusst zunehmend auch die Anforderungen an den sicheren und stabilen Netzbetrieb.
Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen ist eine wesentliche Voraussetzung für die Gewährleistung der Systemsicherheit und Netzstabilität. Gemäß § 11 EnWG sind Netzbetreiber verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz zu betreiben, zu warten, bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. Mit dem Rückgang konventioneller Kraftwerke und der zunehmenden Einspeisung aus volatilen erneuerbaren Energien gewinnen dabei netz- und systemstützende Dienstleistungen kontinuierlich an Bedeutung.
Zu den relevanten Systemdienstleistungen zählen insbesondere die Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung, die Unterstützung der Frequenzhaltung, die Bereitstellung ausreichender Kurzschlussleistung sowie weitere Maßnahmen zur Sicherstellung eines stabilen Netzbetriebs. Insbesondere in zunehmend durch leistungselektronische Betriebsmittel geprägten Netzstrukturen verändern sich die Anforderungen an diese Dienstleistungen erheblich.
Parallel hierzu steigt die Bedeutung von Flexibilitätsdienstleistungen. Diese umfassen die gezielte Anpassung von Erzeugungs-, Speicher- oder Verbrauchsverhalten zur Unterstützung des Netzbetriebs. Flexibilitäten können dazu beitragen, Netzengpässe zu reduzieren, Betriebsmittel effizienter auszulasten und den erforderlichen Netzausbau volkswirtschaftlich effizient zu gestalten. Hierzu kommen insbesondere Batteriespeicher, steuerbare Verbrauchseinrichtungen, Elektrolyseure, Ladeinfrastrukturen für Elektromobilität sowie industrielle Lasten in Betracht.
Für die Avacon Netz GmbH gewinnen insbesondere Dienstleistungen zur Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung zunehmend an Bedeutung. Wesentliche Einflussfaktoren sind der hohe Anteil dezentraler Erzeugungsanlagen, der steigende Verkabelungsgrad in einzelnen Netzbereichen, der Rückgang konventioneller Erzeugungsanlagen sowie die zunehmende Anzahl leistungselektronisch gekoppelter Anlagen. Gleichzeitig eröffnet der Ausbau von Batteriespeichern, Elektrolyseuren und steuerbaren Lasten zusätzliche Potenziale zur Bereitstellung netzdienlicher Flexibilitäten.
Vor diesem Hintergrund untersucht die Avacon Netz GmbH fortlaufend den zukünftigen Bedarf an System- und Flexibilitätsdienstleistungen. Ziel ist es, die gesetzlichen Anforderungen an einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb auch unter den Rahmenbedingungen eines klimaneutralen Energiesystems dauerhaft zu erfüllen und die vorhandenen Flexibilitätspotenziale im Sinne eines effizienten und bedarfsgerechten Netzausbaus zu nutzen.

5.1 Blindleistungsbedarf

Bei den nichtfrequenten Systemdienstleistungen ist mit Blick auf die kommende Festlegung zur Systemdienstleistung Spannungshaltung insbesondere die Bestimmung der Blindleistungsbedarfe relevant. Der Bedarf kann gedeckt werden über den ÜNB, eine marktliche Beschaffung der Blindleistung, über die TAR-Bereiche von Einspeiseanlagen oder über sogenannte VINKS. Dabei ist vorrangig die Nutzung kostenloser Blindleistungsquellen (ÜNB, TAR-Bereiche) anzustreben. Erst danach sind kostenpflichtige Quellen zu nutzen (marktliche Beschaffung, VINKs).
Die Fortschreibung des gesamten Blindleistungsbedarfs sowie dessen optimale Deckung erfolgt aufgrund fehlender belastbarer Zielnetzmodelle nicht mittels OPF, sondern mittels eines szenariobasierten Skalierungsansatzes. Ausgangspunkt sind die für das Jahr 2025 messtechnisch ermittelten Kompensationsbedarfe je Bundesland. Zur Berücksichtigung des erwarteten Netzausbaus (Verkabelung, zusätzliche Umspannwerke) sowie gegenläufiger Effekte aus Blindleistungsbereitstellung durch EE-Anlagen, Spulen und STATCOM-Anlagen werden Netto-Skalierungsfaktoren angesetzt. Wie die

Deckung des zukünftigen Gesamtbedarfes im Einzelnen geschehen soll, kann hier daher nicht betrachtet werden. Es muss jedoch davon ausgegangen werden, dass dieser nur zu einem Teil marktlich beschafft werden kann.

Teil-netzgebiete		nicht gedeckter Blindleistungsbedarf zum 31.12.2025 [in MVAr]	erwarteter nicht gedeckter Blindleistungsbedarf zum 31.12.2030 [in MVAr]	erwarteter nicht gedeckter Blindleistungsbedarf zum 31.12.2035 [in MVAr]	erwarteter nicht gedeckter Blindleistungsbedarf Zielnetz 2045 [in MVAr]
NDS	spannungshebende Blindleistung	250	283	315	360
	spannungssenkende Blindleistung	957	1093	1228	1413
LSA	spannungshebende Blindleistung	170	179	187	204
	spannungssenkende Blindleistung	279	307	335	377
HES	spannungshebende Blindleistung	180	210	220	240
	spannungssenkende Blindleistung	303	385	420	472
NRW	spannungshebende Blindleistung	20	21	22	24
	spannungssenkende Blindleistung	35	38	42	47

6 Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG

Gemäß § 11 Abs. 2 EnWG können Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen bei der Netzplanung die Annahme zugrunde legen, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung von unmittelbar angeschlossenen Windenergie- und Photovoltaikanlagen um bis zu drei Prozent reduziert werden darf (Spitzenkappung). Ziel dieser Regelung ist es, den Netzausbau auf eine wirtschaftlich angemessene Dimensionierung auszurichten und unverhältnismäßige Investitionen zur Beherrschung seltener Einspeisespitzen zu vermeiden.
Die Anwendung der Spitzenkappung stellt dabei kein betriebliches Einspeisemanagement dar, sondern ist ein Planungsinstrument zur Ermittlung des bedarfsgerechten Netzausbaus. Sie ermöglicht die effizientere Nutzung vorhandener Netzkapazitäten, indem selten auftretende Extremzustände bei der Dimensionierung von Netzbetriebsmitteln begrenzt berücksichtigt werden.
Bei der Auslegung von Stromverteilungsnetzen werden im Rahmen deterministischer Netzberechnungen grundsätzlich diejenigen Betriebszustände betrachtet, die zu den höchsten Netzbelastungen führen. Hierbei sind auch selten auftretende Kombinationen hoher Einspeisungen aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen zu berücksichtigen. Diese Situationen treten zwar nur während eines geringen Anteils der Jahresstunden auf, können jedoch maßgeblich Einfluss auf die erforderliche Dimensionierung von Betriebsmitteln und Netzstrukturen haben.
Die Energiewende führt zu einem kontinuierlichen Anstieg dezentraler Erzeugungsleistungen. Gleichzeitig stehen mit steuerbaren Erzeugungsanlagen, Speichern und weiteren Flexibilitäten zunehmend technische Möglichkeiten zur Verfügung, um selten auftretende Einspeisespitzen netzdienlich zu begrenzen. Vor diesem Hintergrund verfolgt die Avacon Netz GmbH das Ziel, den erforderlichen Netzausbau bedarfsgerecht und volkswirtschaftlich effizient zu gestalten. Eine Netzdimensionierung auf Basis der theoretisch maximal möglichen gleichzeitigen Einspeisung aller angeschlossenen Anlagen würde in vielen Netzbereichen zu einem unverhältnismäßig hohen Ausbauaufwand führen.
Daher wird im Rahmen der Ausbauplanung für das Hochspannungsnetz die planerische Spitzenkappung berücksichtigt. Hierbei kommt das unternehmensintern entwickelte Kombifaktorverfahren zur Anwendung, welches auf umfangreichen netztechnischen Untersuchungen basiert. Die verwendeten Faktoren beziehen sich auf die Nettonennleistung der Erzeugungsanlagen. Bei Photovoltaikanlagen entspricht diese der jeweils kleineren Leistung aus installierter Modulleistung und Wechselrichterleistung.
Durch die Anwendung des Kombifaktorverfahrens werden die tatsächlichen Gleichzeitigkeitseffekte unterschiedlicher Erzeugungstechnologien berücksichtigt. Die zugrunde gelegten Faktoren führen zu einer nur sehr geringen Begrenzung der jährlich erzeugbaren Energiemenge und liegen innerhalb des in der Fachwelt anerkannten Rahmens. Die verwendete Methodik orientiert sich dabei an den Grundsätzen des FNN-Hinweises „Spitzenkappung - Ein neuer planerischer Freiheitsgrad“, wurde jedoch auf Basis eigener Analysen und Betriebserfahrungen weiterentwickelt.
Die Berücksichtigung der Spitzenkappung erfolgt ausschließlich für die langfristige Ausbauplanung des Hochspannungsnetzes. In die Bewertung werden nur solche Erzeugungsanlagen einbezogen, für die auf Grundlage der jeweils gültigen gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen eine wirksame netzdienliche Steuerbarkeit angenommen werden kann. Die Betriebsführung des Netzes sowie die Einhaltung aller technischen und regulatorischen Anforderungen bleiben hiervon unberührt.

7 Stellungnahmen

Der vorliegende Netzausbauplan wird gemäß den gesetzlichen Vorgaben in einem 4-wöchigen Zeitraum vom 02.11.2026 bis zum 30.11.2026 öffentlich konsultiert. Die Konsultation erfolgt über die Veröffentlichungsplattform VNBdigital. Während dieses Zeitraums können Anmerkungen und Stellungnahmen zum Netzausbauplan eingereicht werden. Die eingegangenen Stellungnahmen werden durch die Verteilnetzbetreiber geprüft, bewertet und gemeinsam mit ihrer fachlichen Würdigung an die Bundesnetzagentur weitergeleitet. Ziel des Konsultationsverfahrens ist die transparente Einbindung betroffener Akteure in den Planungsprozess sowie die Berücksichtigung zusätzlicher Hinweise zur zukünftigen Entwicklung der Versorgungsaufgabe und des daraus resultierenden Netzausbaubedarfs.

Hinweis zur Maßnahmenliste

Die Liste der Ausbaumaßnahmen im Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz ist nicht wie beim Vorgänger Bestandteil des Berichtsdokumentes, sondern wird für den NAP 2026 erstmalig zusammen mit der aggregierten Ausbauplanung ausschließlich maschinenlesbar im Excelformat auf vnbdigital.de veröffentlicht.