MITNETZ STROM

Netzausbauplan 2026

Entwurf

Impressum/Lizenzhinweis

Titel: Netzausbauplan 2026 - MITNETZ STROM - Entwurf

Herausgeber und Lizenzgeber: Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH · Industriestraße 10 · 06184 Kabelsketal · www.mitnetz-strom.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 - MITNETZ STROM - Entwurf", Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH (Stand 31.10.2026), lizenziert unter CC BY -ND 4.0.

weitere Hinweise: Die Bereitstellung des Netzausbauplans PDF 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.

Inhalt

Inhalt 3
Abkürzungsverzeichnis 4
1 Einleitung 5
2 Planungsgrundlagen 8
2.1 Regionalszenario 2025 der Planungsregion Ost 8
2.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe 15
3 netzdimensionierender Ausbaubedarf 20
3.1 Grundlagen der Netzausbauplanung 20
3.2 Hochspannung 21
3.3 Nieder- bis Mittelspannung 26
4 Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf 28
5 Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen 29
5.1 frequenzunabhängige Systemdienstleistungen 29
5.2 Flexibilitätsdienstleistungen 30
6 Spitzenkappung 31
7 Stellungnahmen 31
8 Fazit 31
9 Anlagen 33

Abkürzungsverzeichnis

BNetzA	Bundesnetzagentur
EE	Erneuerbare Energie
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EZA	Erzeugungsanlage
FLM	Freileitungsmonitoring
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
HSL	Hochspannungsleitung
HT-Seil	Hochtemperaturseil
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LK	Landkreis
MS	Mittelspannung
NAP	Netzausbauplan
NE	Netzebene
NS	Niederspannung
NR	Netzregion
ONS	Ortsnetzstation
ONT	Ortsnetztransformator
PVA	Photovoltaikanlage
TAR	Technische Anschlussregel
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VNB	Verteilnetzbetreiber
WindBG	Windenergieflächenbedarfsgesetz

1 Einleitung

Stromverteilnetzbetreiber mit über 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden sind gemäß § 14d EnWG zur Erstellung eines Netzausbauplans verpflichtet. Jeder betroffene Netzbetreiber veröffentlicht alle zwei Jahre einen Netzausbauplan für sein Netzgebiet. Zur Abstimmung der Netzausbauplanung kommen die deutschen Stromverteilnetzbetreiber in sechs Planungsregionen zusammen und veröffentlichen für jede Planungsregion alle zwei Jahre ein Regionalszenario. Die Prognosen zu Erzeugung und Verbrauch im Regionalszenario bilden die gemeinsame Grundlage für die Netzausbaupläne der einzelnen Netzbetreiber. Im Netzausbauplan beschreibt der Netzbetreiber die Optimierungs-, Verstärkungs-, Ausbau- und Ersatzmaßnahmen, die sich aus der Implementierung des Regionalszenarios für sein Netz in den nächsten fünf und zehn Jahren ergeben. Der Netzbetreiber beschreibt auch die wahrscheinlichen Anforderungen an sein Netz bis zum Jahr 2045, dem gesetzlichen Zieljahr der Klimaneutralität Deutschlands.



Abbildung 1: Lage des Netzgebietes der MITNETZ STROM in Deutschland

Die Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom (kurz MITNETZ STROM) betreibt ein ausgedehntes, überwiegend ländlich geprägtes Verteilnetz in größeren Teilen Sachsens, Brandenburgs, Sachsen-Anhalts und kleineren Regionen Thüringens.

Das Netz der MITNETZ STROM erstreckt sich über eine Fläche von 29.503 km². In diesem Gebiet versorgt die MITNETZ STROM mehr als 2,2 Mio Einwohner mittelbar oder unmittelbar mit elektrischer Energie.

Spannungsebene	Stromkreislänge	Umspannwerke/ Netzstationen	davon kundeneigen
Hochspannung 110 kV	6.176 km	379	188
Mittelspannung 30 kV, 20 kV, 15 kV, 10 kV, 6 kV	21.957 km	23.297	7.609
Niederspannung 0,4 kV	42.851 km		

Tabelle 1: Netzkennzahlen

An das Netz der MITNETZ STROM sind mehr als 45 nachgelagerte VNB (z.B. Stadtwerke) angeschlossen. Vorgelagerter ÜNB ist die 50Hertz Transmission GmbH mit Sitz in Berlin.

Im bundesweiten Vergleich gehört das Netz der MITNETZ STROM zu den Verteilnetzen mit sehr hoher Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern. Vor allem im Norden des Netzgebietes (südliches Brandenburg, südliches Sachsen-Anhalt) ist überdurchschnittlich viel regenerative Erzeugungsleistung an das Stromnetz angeschlossen. Schon seit vielen Jahren ist in diesen Gebieten der Anschluss von Wind- und Solaranlagen der Treiber für die Netzausbauaktivitäten der MITNETZ STROM.

Der Süden des Netzgebietes ist dichter besiedelt und deshalb noch immer vorwiegend lastgeprägt.

Die aktuelle Höchstlast der MITNETZ STROM liegt bei ca. 3.000 MW (inkl. nachgelagerter VNB).

Organisatorisch ist das Netz der MITNETZ STROM in vier Netzregionen unterteilt.

Die **NR Brandenburg** umfasst den südlichen Teil Brandenburgs, sowie kleine Teile Ostsachsens und Sachsen-Anhalts. Die Netzregion ist sehr ländlich geprägt. Die geringe Bevölkerungsdichte sowie zahlreiche Konversionsflächen, vor allem von ehemaligen Braunkohletagebauen machen die Netzregion besonders attraktiv für Freiflächen-Photovoltaik und Windenergie. Aktuell steht der hohen Erzeugung wenig Bezugslast entgegen, allerdings gibt es aktuell mehrere Projekte zum Bau von Rechenzentren mit prognostizierten Bezugsleistungen von jeweils mehreren Hundert Megawatt.

Die **NR Sachsen-Anhalt** bildet sich aus dem südlichen Teil Sachsen-Anhalts sowie kleine Teile Thüringens im Kyffhäuserkreis. Die Netzregion ist ländlich geprägt. Die überwiegend weite, offene Landschaft macht sie ebenfalls sehr attraktiv für Freiflächen-Photovoltaik und Windenergie. Durch einige industrielle Zentren, u.a. Standorte der chemischen Industrie ist auch Last vorhanden. In der NR Sachsen-

Anhalt gibt es ebenfalls einige Großprojekte zum Bau von Rechenzentren, meist in einem noch frühen Projektstadium.

Die NR Westsachsen deckt im Wesentlichen den nordwestlichen Teil Sachsens ab. Hinzu kommt mit dem Altenburger Land ein kleiner Teil Ostthüringens. Abseits des Ballungszentrums Leipzig ist auch die NR Westsachsen ländlich geprägt und der Anschluss von Erzeugungsanlagen ist treibender Faktor für den Netzausbau.

Die NR Südsachsen im Südwesten Sachsens ist bisher weniger stark vom Anschluss von Erzeugungsanlagen betroffen als die anderen drei Netzregionen. Aktuell ist allerdings ein deutlicher Zuwachs im Anschlussgeschehen zu erkennen. Durch das Ballungsgebiet um Chemnitz und Zwickau und die vergleichsweise dichte Besiedlung ist der Netzausbau bisher stärker durch Last begründet als in den anderen Netzregionen.

Historisch bedingt sind die Mittelspannungsnetze in der NR Südsachsen noch überwiegend mit 10 kV Nennspannung betrieben. In den anderen Netzregionen ist 20 kV die dominierende Nennspannung in der Mittelspannungsebene.

2 Planungsgrundlagen

2.1 Regionalszenario 2025 der Planungsregion Ost

Dieser Netzausbauplan basiert auf dem Regionalszenario der Planungsregion Ost vom Dezember 2025. Das Regionalszenario beschreibt die zu erwartende Versorgungsaufgabe der in der Planungsregion Ost organisierten VNB für die Zeitpunkte 2030, 2035 und 2045.

	Bestand (2024)	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	2.961	5.880	8.260	11.400
Photovoltaik Freifläche (MWp)	3.952	10.680	16.480	22.190
Windenergie an Land	5.519	8.380	11.750	14.440
Sonstige erneuerbare Erzeugung	480	480	470	380
Konventionelle Kraftwerke	2.088	2.585	2.355	1.950
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	242	1.270	2.000	4.200
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	1	1.100	1.470	2.570
Elektromobilität	365	3.950	6.650	8.840
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	2.650	2.475	2.365	2.225
Großprojekte		775	2.050	2.290
Elektrolyseure	29	400	2.310	4.720
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	382	1.420	2.380	3.690
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	202	410	2.260	3.840
Pumpspeicher	0	0	0	0

Tabelle 2: Regionalszenario 2025 der Planungsregion Ost; auf das Netzgebiet der MITNETZ STROM entfallende Leistung in MW

Um einen Netzausbauplan in der gesetzlich geforderten Detailtiefe auszuarbeiten ist eine wesentlich stärkere Regionalisierung der Ergebnisse des Regionalszenarios notwendig. Die VNB der Planungsregion Ost haben dafür auf die Expertise des Fraunhofer IEE in Kassel gesetzt. Die Regionalisierungsansätze für die wesentlichen Sektoren und Technologien sind nachstehend kurz und nur ergänzend zu den Ausführungen zur Grobregionalisierung im Regionalszenario beschrieben.

Aufdach-PV-Anlagen

Die grundsätzlichen Prognoseansätze zur Entwicklung der Aufdach-PV-Anlagen sind im Regionalszenario beschrieben. Die Prognose basiert dabei auf einem 3D-Gebäudemodell (LoD2), das die Eignung zur Installation von PV-Anlagen für jedes einzelne Gebäude im Netzgebiet der Planungsregion Ost berücksichtigt. Um die

prognostizierten Leistungen in die Berechnungsbasis zum Netzausbauplan zu überführen, wurde mit Hilfe der Niederspannungsnetzdaten die Adressen aus dem Gebäudemodell mit der versorgenden Trafostation und diese über Mittelspannungsnetzdaten mit den speisenden HS/MS-Transformatoren in den Umspannwerken verknüpft.

Um die Netzgebiete der nachgelagerten, überwiegend städtischen VNB in die einheitliche Prognosemethodik einbeziehen zu können, wurde grundsätzlich die gleiche Prognosemethodik verwendet. Die Prognosewerte für diese Gebiete wurden auf die Übergabepunkte zwischen dem jeweiligen nachgelagerten VNB und MITNETZ STROM aggregiert. Sofern mehrere Übergabepunkte existieren, erfolgte die Aufteilung der Prognosedaten nach einem Nächste-Nähe-Ansatz mit Hilfe von Voronoi-Polygonen.

Um die zeitliche Entwicklung zu prognostizieren, wurde von Fraunhofer IEE ein KI-Ansatz gewählt, in den zahlreiche gebäudespezifische Parameter Eingang fanden und mit dem die Entscheidung der Gebäudeeigner zur Installation einer Aufdach-PV-Anlage zu einem bestimmten Zeitpunkt abgeleitet wurde.

Für die Prognose der für die Netzplanung zu berücksichtigenden Leistungsansätze wurden Erzeugungszeitreihen auf Basis der Geokoordinaten der jeweiligen ONS und des Wetterjahres 2012 generiert.

Freiflächen-PV-Anlagen

Die Prognosemethodik für Freiflächen-PVA ist ebenfalls im Regionalszenario beschrieben. Im Ergebnis sind Einzelstandorte für Freiflächen-PVA prognostiziert, die in Größenklassen geclustert werden, um ihnen einen möglichen Anschlusspunkt an das Verteilnetz zuzuweisen.

- kleiner 300 kW → Anschluss an die nächstgelegene ONS
- 300 kW bis 6000 kW → Anschluss an das MS-Netz
- 6000 kW bis 15000 kW → Anschluss an die MS-Sammelschiene des nächstgelegenen UW
- größer 15000 kW → Direktanschluss an das HS-Netz

Den Freiflächen-PVA wurden ebenfalls anhand ihres Standortes und vorliegender Wetterdaten des Jahres 2012 Einspeisezeitreihen zugewiesen.

Die Prognose von Freiflächen-PV-Anlagen ist mit besonders großen Unsicherheiten verbunden, da Freiflächen-PVA fast überall außerhalb geschlossener Bebauung errichtet werden können. Die Entscheidungen der Grundeigentümer und Projektentwickler für oder gegen einen bestimmten Standort können mit den bisherigen Prognoseansätzen nur sehr unzureichend abgebildet werden, sowohl örtlich als auch zeitlich. Zudem gibt es für Freiflächen-PVA keine in den Regionalplänen festgelegten Vorranggebiete wie für Windenergieanlagen, die eine klare Orientierung geben könnten, wo Freiflächen-PVA entstehen können.

Seit Veröffentlichung des Regionalszenarios sind im Netz der MITNETZ STROM mehrere Projekte mit tw. sehr großen Freiflächen-PVA bis zur Reservierungsreife

entwickelt worden, für deren Standorte im Regionalszenario nichts prognostiziert war. Auf diese Entwicklung wurde insoweit reagiert, dass im NAP das jeweilige Projekt aufgenommen wurde, und dafür im weiteren Umfeld des Projektes prognostizierte Freiflächen-PVA aus den Berechnungen eliminiert wurden.

Windenergie

Die Prognosemethodik für Windenergieanlagen ist im Regionalszenario beschrieben. Im Ergebnis liegt die Prognose für Anlagenstandorte vor, die zu Windparks zusammengefasst einen Anschlusspunkt an das Verteilnetz erhalten.

- Einzelanlagen kleiner 6000 kW → Anschluss an das MS-Netz
- 6000 kW bis 15000 kW → Anschluss an die MS-Sammelschiene des nächstgelegenen UW
- größer 15000 kW → Direktanschluss an das HS-Netz

Basierend auf dem Standort der Windenergieanlagen und den Wetterdaten des Jahres 2012 wurden Einspeisezeitreihen gebildet.

Auch die Prognose von Windenergiestandorten ist zumindest für den längerfristigen Zeitraum mit erheblichen Unsicherheiten behaftet, wenn auch nicht in der Dimension wie bei Freiflächen-PVA. Die vorhandenen Windeignungs- und -vorranggebiete sind für die kurz- bis mittelfristige Sicht eine sehr gute Grundlage zur Prognose von Windenergieanlagen. Allerdings werden die aktuell ausgewiesenen Windeignungs- und -vorranggebiete nicht ausreichen, um den langfristig notwendigen Beitrag der Windenergie zur Klimaneutralität Deutschlands decken zu können. Neue Windeignungs- und -vorranggebiete müssen deshalb in den nächsten Jahren ausgewiesen werden. Die entsprechende gesetzliche Grundlage wurde mit dem WindBG bereits geschaffen. Wo die neuen Windeignungs- und -vorranggebiete ausgewiesen werden, kann nur im Rahmen der im Regionalszenario beschriebenen Methodik berücksichtigt werden.

Fern- und Prozesswärmeerzeugung

Die Prognose von KWK-Anlagen (Fernwärmeversorgung und industrielle Prozesswärme) ist im Regionalszenario beschrieben. Die Prognose sieht vor, dass die Betreiber der Anlagen an den jeweiligen Standorten auch alternative Technologien zur Erzeugung von Wärme installieren (Elektrokessel, Großwärmepumpen) um flexibel auf die Preise am Energiemarkt reagieren zu können. Das Ergebnis der zu erwartenden Anlagenleistungen an Bestandsstandorten fließt direkt in die Erstellung des NAP ein.

Sofern in Kommunen Fernwärmenetze existieren oder aus den bereits vorliegenden kommunalen Wärmeplänen erkennbar war, dass Fernwärmenetze perspektivisch erweitert bzw. neu gebaut werden sollen, wurde das in den Prognosen berücksichtigt.

Das Fraunhofer IEE hat die Verfügbarkeit mehrerer Technologien zur Wärmeerzeugung im Rahmen einer Marktsimulation abgebildet und

Einsatzzeitreihen für KWK-Anlagen und deren Alternativen zur Wärmeerzeugung ermittelt.

Haushalte/Gewerbe/Handel/Dienstleistungen

Dieser Sektor bildet heute einen wesentlichen Teil der Netzlast im Netz der MITNETZ STROM. Das Regionalszenario geht davon aus, dass der Energieverbrauch und damit verbunden die Last in diesem Sektor durch Effizienzsteigerung und Bevölkerungsrückgang sinkt, mit Ausnahme einiger Großstädte. Für diesen Sektor wurde anders als für alle anderen im Regionalszenario betrachteten Sektoren und Technologien keine Leistungsprognose erstellt, sondern ein Trend ermittelt, der durch einen landkreisbezogenen Faktor abgebildet wird. Bei der Übertragung des Regionalszenarios auf die Berechnungsansätze zum NAP wird die heutige Last jeder ONS bzw. jedes UW mit dem jeweiligen Faktor multipliziert, um der erwarteten Entwicklung Rechnung zu tragen.

Elektromobilität

Der Sektor ist im Rahmen des Regionalszenarios sehr ausführlich und differenziert betrachtet worden. Die Grobregionalisierung und prognostizierte Bestandsentwicklung ist im Regionalszenario beschrieben. Für die Feinregionalisierung muss ebenfalls zwischen den Fahrzeugklassen differenziert werden.

Heimladen/ öffentliches Laden/ Firmenladen

Für die Feinregionalisierung und die zeitliche Prognose des Bestandshochlaufs für PKW und leichte Nutzfahrzeuge hat das Fraunhofer IEE ein Modell eingesetzt, das die Kaufentscheidung für ein Elektrofahrzeug anhand zahlreicher Eingangsparameter mit Hilfe einer Marktsimulation adressscharf prognostiziert. Zusätzlich wurde eine Differenzierung zwischen „Stadt“ und „Land“ vorgenommen. Das soll vor allem geänderte Nutzungsgewohnheiten wie zunehmend geringere Anzahl an PKW pro Einwohner, zunehmende Nutzung des ÖPNV sowie mehr Carsharing abbilden, aber auch die höhere Kaufbereitschaft bei Pendlern.

Für das Heimladen wurde auf Basis von Haustypen und Einkommensverhältnissen wahrscheinliche Standorte ermittelt. Zur Abbildung des Ladeverhaltens wurde bereits bekanntes Nutzerverhalten durch eine Zufallskomponente angereichert, um Zeitreihen generieren zu können.

Für öffentliches Laden wurde das Bestandsregister ausgewertet, eine Bedarfsanalyse durchgeführt und Potenzialflächen ermittelt (z.B. Parkplätze, Straßenrandstreifen). Die Potenzialflächen wurden gewichtet und ebenfalls mit einer Zufallskomponente versehen.

Das Potenzial für das Firmenladen wurde aus Karten ermittelt (Gewerbegebiete).

Die so ermittelten Standorte und installierten Leistungen für die Ladeinfrastruktur wurde über die bereits im Abschnitt zu Aufdach-PV-Anlagen Methodik jeweilige Ortsnetz- oder Kundenstation (Firmenladen) „angeschlossen“.

Depotladen

Für Nutzfahrzeuge wird erwartet, dass ein wesentlicher Teil des Energiebedarfs in den Depots gedeckt wird. Zum einen, weil die Fahrzeuge dort ohnehin längere Standzeiten haben, und weil zum anderen die Kosten des Ladens in den Depots für die Fuhrparkbetreiber deutlich niedriger sein werden.

Das Fraunhofer IEE hat das erwartete Ladeverhalten von Nutzfahrzeugen in Depots anhand vorliegender, auch eigener wissenschaftlicher Untersuchungen analysiert und modelliert.

Erstmalig wurden u.a. georeferenzierten Daten von Betriebshöfen und Logistikdepots genutzt, um perspektivische Depotladestandorte zu lokalisieren.

Autobahnladen

Die Prognoseansätze für das Autobahnladen sind im Regionalszenario beschrieben. Für die Feinregionalisierung, die Ermittlung des Bedarfs an Ladesäulen und die Bildung von Zeitreihen wurden Daten aus Verkehrszählungen des Jahres 2021 verwendet. Im Ergebnis liegen Lastzeitreihen für die erwarteten Ladestandorte an Raststätten, Autohöfen und (falls deren Dichte nicht ausreicht) Autobahn-Parkplätzen vor, differenziert nach PKW und schweren Nutzfahrzeugen.

Für die Netzberechnungen zum NAP wurden diese Leistungen auf das nächstgelegene UW projiziert. Bei den erwarteten installierten Leistungen bzw. den erwarteten mit den Betreibern zu vereinbarenden Anschlussleistungen wird in den meisten Fällen ein Direktanschluss aus dem nächsten UW notwendig werden. Die Prognosedaten wurden mit bereits vorliegenden Anschlussanmeldungen abgeglichen und sofern notwendig, angepasst.

Dezentrale Wärmepumpen und Nahwärme

Die Grobregionalisierung ist im Szenariorahmen beschrieben.

Zur Modellierung des Markthochlaufs und der Feinregionalisierung hat das Fraunhofer IEE ein sehr komplexes 3D-Gebäudemodell verwendet, in das zahlreiche Parameter Eingang gefunden haben wie Größe, Alter, Energieeffizienz, Eigentümerstruktur, Funktion (Wohngebäude, Nichtwohngebäude) u.ä.. Das wurde kombiniert mit einer Simulation des Eigentümerverhaltens, das u.a. die Bereitschaft zur Hüllensanierung und zur Heizungserneuerung abbildet.

Durch das gewählte Modell liegen im Ergebnis adressscharfe Prognosen zu den erwarteten Einbauzeitpunkten und Leistungsgrößen für Wärmepumpen (differenziert nach Luft- und Erdwärmepumpen) und Nahwärmelösungen vor.

Aus den Wetterdaten des Jahres 2012 wurden Zeitreihen für den Einsatz der Wärmepumpen generiert. Die Leistungen der Anlagen werden nach dem bereits beschriebenen Ansatz auf die jeweilige Ortsnetzstation aggregiert.

Elektrolyse

Die Modellierung von erwarteten Elektrolyse-Kapazitäten ist im Regionalszenario beschrieben. Es gibt einen grundsätzlichen Unterschied bei der Regionalisierung der Elektrolyseanlagen.

Onsite-Elektrolyse

Standorte dieser Anlagen wurden überwiegend in großen, energieintensiven Industriebetrieben verortet, vor allem an Standorten, der chemischen Industrie und an Standorten mit bekannten Planungen.

Offsite-Elektrolyse

Die Ergebnisse der Offsite-Elektrolyse wurden von Fraunhofer IEE bereits feinregionalisiert und konnten direkt in die Netzberechnung einfließen. Für die Offsite-Anlagen wird angenommen, dass diese zielgerichtet zu Zeitpunkten mit starkem Energieüberschuss im Einsatz sein. Für die Netzberechnung kommen sie daher als erzeugungsnahe Lasten zum Zeitpunkt starker Erzeugung aus erneuerbarer Energie zum Ansatz.

Punktlasten

Die noch vor wenigen Jahren existierenden großen Reserven zum Anschluss von neuen leistungsstarken Verbrauchern sind inzwischen fast vollständig durch Anschlussanfragen aufgebraucht. Die meisten dieser Anfragen stehen noch im Reservierungsstatus. Zur Berücksichtigung im NAP wurde für bekannte Projekte die Wahrscheinlichkeit der Projektrealisierung in Abhängigkeit der für MITNETZ STROM erkennbaren Aktivitäten des Projektträgers bewertet und mit der vom jeweiligen Projektträger angegebenen Hochlaufkurve (sofern bekannt) für den Leistungsbezug berücksichtigt.

Batteriespeicher

Um Netzengpässe wirksam zu entlasten und Netzausbau zu vermeiden, müssen Speicher an der richtigen Stelle im Stromnetz platziert sein, über ausreichend Speicherkapazität verfügen und zum richtigen Zeitpunkt das Richtige tun. Unter den aktuellen Rahmenbedingungen haben Netzbetreiber auf keinen dieser Punkte nennenswerten Einfluss. Außerdem gibt es für Netzbetreiber aktuell weder Möglichkeiten noch Anreize auf den Einsatz von Speichern zu setzen als auf klassischen Netzausbau. Hilfreich für Verteilnetze wären Speicher, die **dezentral** und **erzeugungsnah** Energie einspeichern, solange Energieüberschuss herrscht und diese bedarfsgerecht wieder abgeben. Optimal sind Speicher, die Energieüberschuss aus EE-Anlagen noch vor dem Einspeisen in das Verteilnetz aufnehmen und dann wieder abgeben, wenn die EE-Anlagen keine oder nicht ausreichend Energie liefern. Diese sog. „Grünstromspeicher“ sind aktuell noch eher selten. Die Dimensionierung der Speicher ist i.d.R. darauf ausgelegt, die Energie nur kurzzeitig z.B. aus der Mittagsspitze bis in die Abendstunden zwischenzuspeichern.

Die absolut überwiegende Anzahl aller Anschlussanfragen sind Speicher, die aus dem öffentlichen Stromnetz geladen werden. Die Geschäftsmodelle der Betreiber basieren fast ausschließlich auf der Bereitstellung von Regelenergie, Börsenhandel und seit kurzem Momentanreserve.

Diese „Graustromspeicher“ konkurrieren gleichzeitig mit Erzeugungsanlagen und Bezugslasten. Die Wünsche der Betreiber nach uneingeschränktem Betrieb der Speicher am Stromnetz verursachen zusätzlichen Ausbaubedarf bzw. beanspruchen Netzkapazität, die dann EE-Anlagen und Lastkunden nicht mehr zur Verfügung steht. MITNETZ STROM hat daher entschieden, Graustromspeicher nur noch in Verbindung mit einer flexiblen Anschlussvereinbarung anzuschließen, die dem Betrieb der Speicher am Netz in Zeiten besonders starker Beanspruchung des Stromnetzes durch Bezugslasten oder Erzeugungsanlagen Einschränkungen auferlegen. Dadurch soll zumindest verhindert werden, dass Speicher zusätzlichen Netzausbau verursachen.

Eine wirksame Entlastung von Netzengpässen durch Batteriespeicher ist in absehbarer Zeit nicht zu erwarten. Die aktuellen Geschäftsmodelle der Betreiber sind nur begrenzt kompatibel zu den Anforderungen des Verteilnetzes. Die geringen speicherbaren Energiemengen können Netze bestenfalls kurzzeitig entlasten und vorhandene Engpässe nicht wirksam beseitigen bzw. verhindern. Für die Netzausbauplanung im vorliegenden NAP wurden Speicher deshalb als netzneutral bewertet, d.h. sie führen nicht zu zusätzlichem Ausbaubedarf. Das hat zudem den Vorteil, dass es keiner zeitlichen und örtlichen Prognose für den Anschluss von Speichern bedarf. Eine fundierte zeitliche und örtliche Prognose von Speichern ist mangels brauchbarer Kriterien nicht möglich.

Kleinspeicher, wie sie üblicherweise in Verbindung mit Aufdach-PVA zum Einsatz kommen, wurden im NAP nicht berücksichtigt. Diese Speicher sind i.d.R. so bemessen, dass sie an sonnigen Tagen bereits am späten Vormittag vollständig geladen sind. Für die auslegungsrelevante Erzeugungsspitze von PV-Anlagen spielen sie daher keine Rolle.

Berücksichtigung nachgelagerter VNB

Die beschriebenen Prognosemodelle und -methoden für die vorgestellten Sektoren und Technologien wurden auch auf die Netzgebiete nachgelagerter VNB angewandt. Aus Sicht der vorlageverpflichteten VNB der Planungsregion Ost hat das den großen Vorteil, dass für das gesamte Gebiet der Planungsregion Ost eine Prognose nach einheitlicher Methodik „aus einem Guss“ vorliegt. Für die Gebiete der nicht vorlageverpflichteten VNB wurde lediglich die Vereinfachung vorgenommen, dass die prognostizierten Leistungen auf die bestehenden Übergabepunkte projiziert wurden.

Die Netzbetreiber inetz (Chemnitz), Netz Leipzig und Halle Netz sind nachgelagerte VNB der MITNETZ STROM. Die Netzbetreiber erstellen eigene Netzausbaupläne. Die relevanten Bezugs- und Erzeugungsleistungen sowie notwendige Netzausbaumaßnahmen an den Schnittstellen wurden abgestimmt und bei der

Erstellung des NAP berücksichtigt. In Tabelle 2 sind die Prognosewerte der drei genannten Netzbetreiber nicht enthalten.

Gleichzeitigkeiten

Wie bereits beschrieben sind durch das Fraunhofer IEE für die meisten Technologien und Sektoren Zeitreihen mit stundenbasierter Auflösung erstellt worden. Diese Zeitreihen wurden miteinander verschnitten und es wurden für die beiden auslegungsrelevanten Fälle (max. Bezug, max. Rückspeisung) Zeitpunkte und Leistungen bestimmt:

- je Ortsnetzstation zur Berechnung der Belastung der MS/NS-Transformatoren
- je Ortsnetzstation zur Berechnung des MS-Netzes
- je Umspannwerk zur Berechnung der Umspannung HS/MS und des HS-Netzes

2.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe

2.2.1 aktuelle Versorgungsaufgabe

Das insgesamt überwiegend ländlich geprägte Netzgebiet der MITNETZ STROM ist attraktiv für erneuerbare Energieerzeugung. Das zeigt sich auf allen Netzebenen. Der Zubau an Erzeugungsleistung ist daher seit vielen Jahren Treiber für Netzausbaumaßnahmen.

Nach dem Zusammenbruch der ostdeutschen Industrie Anfang der 1990er Jahre und einem damit verbundenen dramatischen Lastrückgang hat sich die Netzlast auf niedrigem Niveau stabilisiert.

In den einzelnen Spannungsebenen stellt sich die aktuelle Entwicklung wie folgt dar:

Niederspannung, Umspannung MS/NS

Die Lastentwicklung in den NS-Netzen ist v.a. durch die demografische Entwicklung, aber auch durch die zunehmende Eigenversorgung (Aufdach-PVA in Verbindung mit Kleinspeichern) leicht rückläufig. Auf die stark wachsende Einspeisung aus EE-Anlagen (fast ausschließlich Aufdach-PVA) wird unter anderem mit zunehmendem Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren reagiert. Neue Technologien wie Elektromobilität und der Einsatz von Wärmepumpen sind bisher nur sehr vereinzelt Anlass für Netzausbaumaßnahmen, v.a. bei der Neuerschließung von Wohngebieten, bei denen beide Technologien bei den Anschlusswerten zu berücksichtigen sind.

Mittelspannung

Auch bei der Lastentwicklung in den MS-Netzen ist durch die demografische Entwicklung eine leicht rückläufige Tendenz zu erkennen. Bei der allgemeinen Last sind Wärmepumpen und Elektromobilität bisher kaum erkennbar und der Anschluss von EE-Anlagen ist in allen Netzregionen der Haupttreiber für Netzausbau im MS-

Netz, vor allem geprägt durch Freiflächen-PVA im unteren Leistungsbereich. Neuanschlüsse von Windenergieanlagen im MS-Netz finden nur noch selten statt, da die Leistungen der Einzelanlagen inzwischen so stark gestiegen sind, dass das MS-Netz selbst bei Einzelanlagen nicht mehr die geeignete Spannungsebene darstellt. Anschlüsse größerer Einzellasten wie neuerschlossene Gewerbegebiete, laststarke Einzelkunden und der zunehmende Anschluss von Ladeparks für Elektrofahrzeuge, vor allem entlang von Autobahnen sind trotzdem regelmäßig Auslöser für Netzausbaumaßnahmen im MS-Netz.

Für die Netzregion Südsachsen gilt im Besonderen, dass auch in den 10-kV-Netzen schon seit mehreren Jahrzehnten ausschließlich 20-kV-Betriebsmittel verbaut werden, einschließlich umschaltbarer Ortsnetztransformatoren. Somit werden die MS-Netz langfristig auf eine Spannungsumstellung vorbereitet.

	HS	HS/MS	MS	MS/NS	NS
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)			1.053	110	1.798
Photovoltaik Freifläche (MWp)	1.637	803	1.495	7	10
Windenergie an Land	3.128	233	2.155		3
Sonstige erneuerbare Erzeugung	34	4	431	4	7
Konventionelle Kraftwerke	1.736	6	327	3	16
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)					242
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen			1		
Elektromobilität					365
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	1.032	292	769	27	530
Elektrolyseure	29				
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)			1		381
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	39	136	27		

Tabelle 3: Aufteilung der Bestandswerte aus Tabelle 2 auf die Netzebenen

Umspannung HS/MS

Haupttreiber für Netzausbaumaßnahmen in HS/MS-Umspannwerken sind fast ausschließlich Erzeugungsanlagen. Die in den unterlagerten Spannungsebenen angeschlossene Erzeugungsleistung kann in fast allen Umspannwerken nicht mehr im MS-Netz verteilt werden und führt regelmäßig zu Rückspeisung in das HS-Netz. Hinzu kommt ein zunehmender Anteil von Erzeugungsanlagen, die aufgrund ihrer Größe nicht mehr im MS-Netz angeschlossen werden können und deshalb einen Direktanschluss an den MS-Sammelschienen in HS/MS-Umspannwerken erhalten müssen. Neben dem Wechsel gegen leistungsstärkere Transformatoren müssen

deshalb auch viele MS-Schaltanlagen erweitert oder auch komplett erneuert werden.

Lediglich in der NR Südsachsen sind Ausbaumaßnahmen in Umspannwerken bisher eher selten von Erzeugungsanlagen getrieben worden. Der Fokus in der NR Südsachsen liegt noch auf dem alters- und zustandsbedingten Ersatz von Schaltanlagen und Transformatoren. Transformatoren erreichen eine Lebensdauer von über 50 Jahren. Um Umspannwerke bei alters- und zustandsbedingtem Ersatz fit für die künftigen Anforderungen zu machen, sind neue Transformatoren fast immer leistungsstärker als ihre Vorgänger. Außerdem werden die Umspannwerke so konzipiert, dass die Spannungsumstellung von 10 kV auf 20 kV vorbereitet wird.

Hochspannung

Netzausbaumaßnahmen im Hochspannungsnetz wurden bisher fast ausschließlich durch erneuerbare Erzeugung getrieben. Dabei lag der Schwerpunkt vor allem in der NR Brandenburg, aber auch der NR Sachsen-Anhalt. Neben der über die HS/MS-Umspannwerke zurückgespeiste Leistung aus den unterlagerten Netzebenen gibt es inzwischen ca. 150 Direktanschlüsse von Erzeugungsanlagen am HS-Netz. Allein in den letzten beiden Jahren wurden mehr als zwanzig kundeneigene Umspannwerke neu angeschlossen.

Etwas anders sieht die Situation in der NR Südsachsen aus. Die dortigen Netzausbaumaßnahmen konzentrieren sich auf die Bestandserneuerung. Ersatzbauten von HS-Leitungen führen schon aus Gründen der Standardisierung zu höheren Stromtragfähigkeiten und bereiten das Netz auf die zu erwartenden Anforderungen vor.

Umspannung HöS/HS

In Zeiten starker Einspeisung aus Windenergie und Photovoltaik übersteigt die im Netz der MITNETZ STROM erzeugte Energie den Bedarf bei weitem. Die Energie wird dann über die HöS/HS-Umspannwerke in das Höchstspannungsnetz abgegeben. Vor allem die NR Brandenburg speist per Saldo den überwiegenden Teil des Jahres Energie zurück in die vorgelagerte Netzebene, im Jahr 2025 ca. 7.000 Stunden bzw. 80% des Jahres. Gemeinsam mit 50Hertz Transmission, dem Betreiber des vorgelagerten Höchstspannungsnetzes, mussten in den letzten Jahren bereits zwei 380/110-kV-Umspannwerke neu gebaut werden. An einem weiteren neuen Standort beginnen aktuell die Bauarbeiten. In anderen Umspannwerken wurden Transformatoren getauscht oder zusätzliche installiert.

2.2.2 voraussichtliche Versorgungsaufgabe bis 2030 (T+5)

In den kommenden 5 Jahren wird weiter ein dynamisches Wachstum der erneuerbaren Erzeugung im Netz der MITNETZ STROM erwartet, weiterhin vor allem getragen durch den Ausbau von Windenergie und Photovoltaik. Das betrifft alle Netzebenen, wobei in NS bis MS die Photovoltaik eine dominierend ist.

Gleichzeitig, aber nicht in gleichem Umfang, wird auch ein Anstieg der Last erwartet. Begründet wird dies mit dem Durchbruch der Elektromobilität, sowohl im PKW-Sektor als auch bei LKW. Mit dem gestarteten Aufbau von Ladeinfrastruktur insbesondere entlang der Autobahnen wird voraussichtlich das „Henne-Ei-Problem“ aus fehlender Ladeinfrastruktur und fehlender Nachfrage durchbrochen und ein dynamisches Wachstum der Elektromobilität erwartet. Außerdem wird sich die Wärmepumpe als bevorzugte Technologie der Wärmeerzeugung im ländlichen Raum durchsetzen, im Neubau ist dies bereits klar der Fall. Diese beiden Technologien werden voraussichtlich die Treiber für den Netzausbau in den NS-Netzen und verbreitet auch in den MS-Netzen werden.

Außerdem erwartet MITNETZ STROM die Inbetriebnahme der ersten Großprojekte zum Bau von Rechenzentren. Das dadurch wird punktuell ein sehr starker Lastanstieg im HS-Netz erwartet.

Abbildung 3 veranschaulicht die Versorgungsaufgabe für 2030 für die jeweiligen Netzregionen anhand des erwarteten Wirkleistungssaldos für den jeweiligen Zeitpunkt der Höchstlast und der höchsten Rückspeisung.

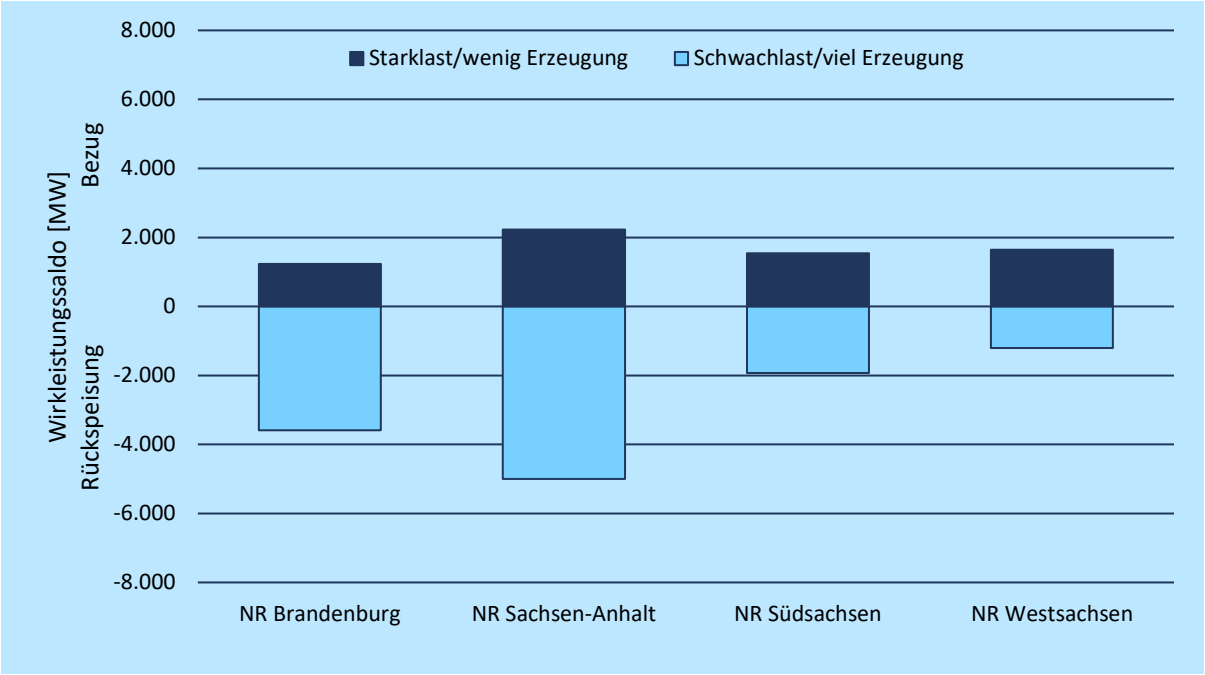


Abbildung 2: erwartete auslegungsrelevante Wirkleistungssalden der vier Netzregionen für das Jahr 2030

2.2.3 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe bis 2035 (T+10)

Zwischen 2030 und 2035 wird die Versorgungsaufgabe in den Mittel- und Niederspannungsnetzen weiter durch die erwartete Entwicklung in den Sektoren Elektromobilität und dezentrale Wärmepumpen bestimmt.

Im Hochspannungsnetz und in den HS/MS-Umspannwerken bleibt voraussichtlich der Anschluss Erneuerbarer Erzeugungsanlagen der wesentliche Treiber für Netzausbaumaßnahmen. Das betrifft auch zunehmend die NR Südsachsen. Vor allem die erwarteten weitere Steigerung der Anlagenleistung bei WEA und bereits

heute feststellbare Skalierungseffekte bei Freiflächen-PVA führen zu steigenden Anschlussleistungen in den Netzebenen Umspannung HS/MS und HS.

Steigende Lasten in den MS-Netzen führen nur in Ausnahmefällen zu Engpässen bei der Belastung der HS/MS-Transformatoren.

Es wird erwartet, dass im Betrachtungszeitraum weitere leistungsstarke Rechenzentren ans Netz gehen bzw. ihre Last entsprechend der angekündigten Hochlaufkurven erhöhen. Hiervon betroffen sind alle Netzregionen außer der NR Südsachsen.

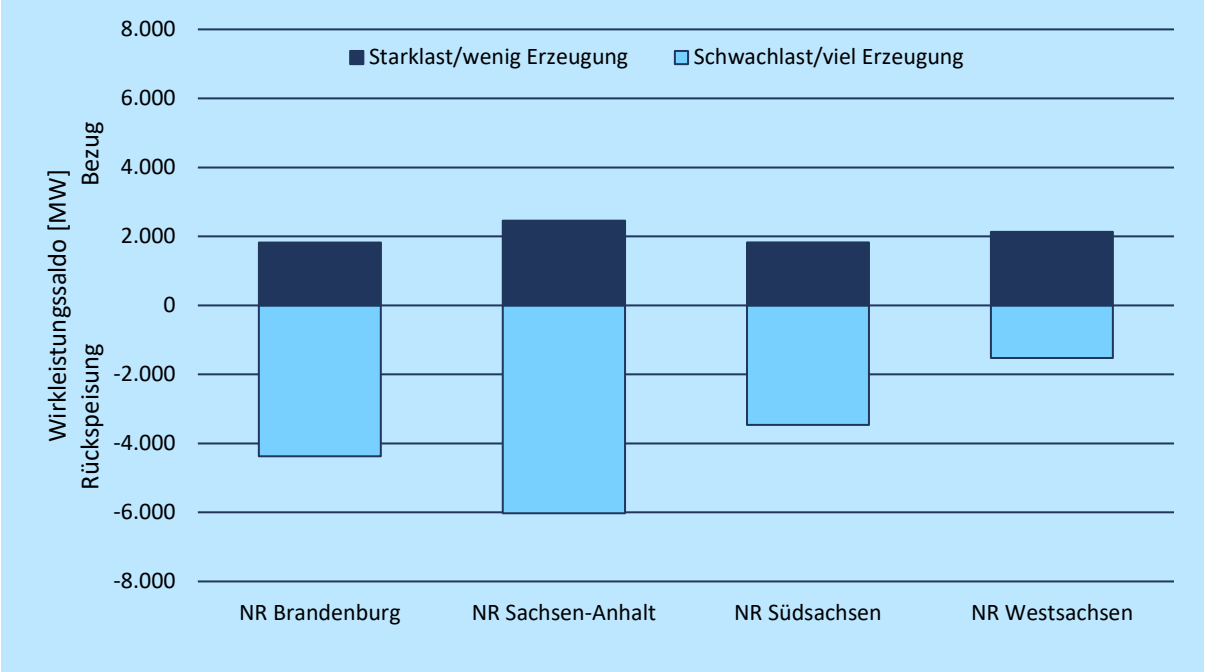


Abbildung 3: erwartete auslegungsrelevante Wirkleistungssalden der vier Netzregionen für das Jahr 2035

2.2.4 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe bis 2045

Im Zeitraum zwischen 2035 und 2045 wird in allen Netzregionen weiterhin ein starkes Wachstum von Windenergie und Freiflächen-PVA erwartet. Vor allem im Hochspannungsnetz werden zahlreiche neue Anschlüsse erwartet. Entsprechend der Prognosen im Regionalszenario wird es voraussichtlich eine stärkere Verknüpfung der Erzeugungsanlagen mit Grünstromspeichern bzw. Elektrolyseanlagen geben, die zu einem weniger starken Anstieg der Energierückspeisungen in das vorgelagerte Höchstspannungsnetz führen als in den vorangegangenen Betrachtungszeiträumen.

Für die Mittel- und Niederspannungsnetze wird erwartet, dass die Nutzung von Wärmepumpen weiter zunimmt und zum Ende des Betrachtungszeitraumes die dominierende Heizungsart im ländlichen Raum sein wird. Die Elektromobilität hat sich durchgesetzt und deren Bedeutung als Treiber des Lastanstiegs wird im Zeitraum zwischen 2035 und 2045 deutlich abnehmen. Für die konventionelle Last ist bis 2045 ein deutlicher Rückgang zu erwarten, begründet durch die

prognostizierte demografische Entwicklung. Die Demografie wirkt sich auch aus auf den Leistungsbedarf für Elektromobilität und dezentrale Wärmeerzeugung.

Weitere leistungsstarke Großprojekte, die erst nach 2035 zum Tragen kommen, sind derzeit nicht erkennbar.

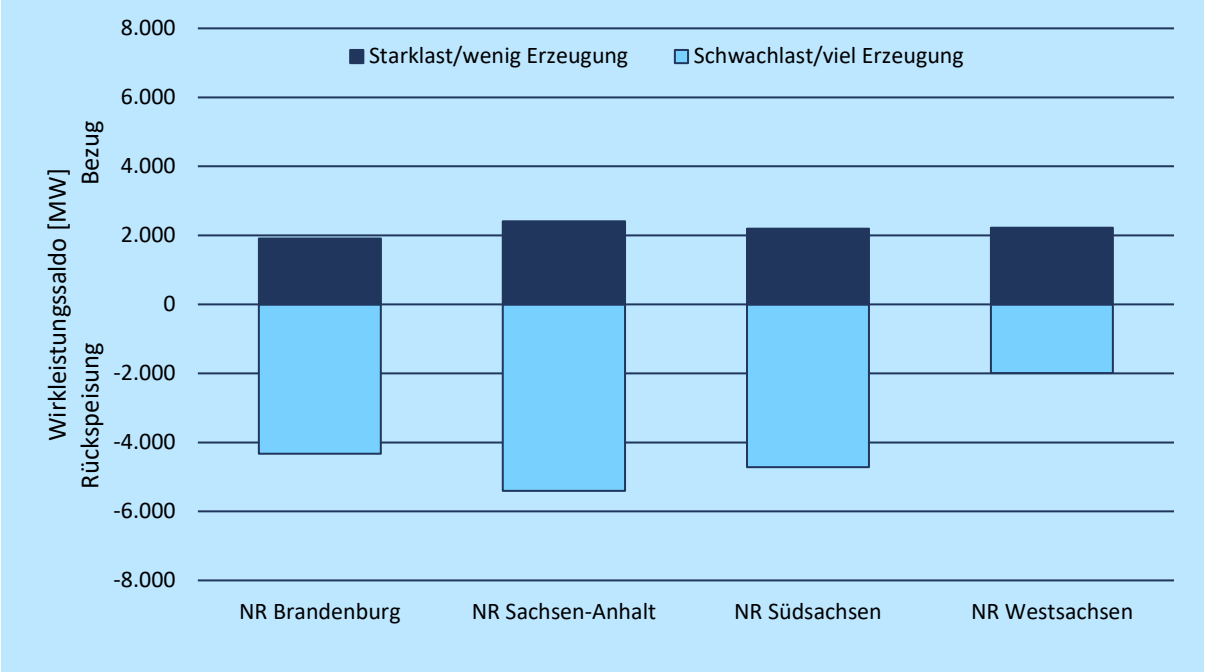


Abbildung 4: erwartete auslegungsrelevante Wirkleistungssalden der vier Netzregionen für das Jahr 2045

3 Netzdimensionierender Ausbaubedarf

3.1 Grundlagen der Netzausbauplanung

Ziel der Netzausbauplanung ist ein grundsätzlich engpassfreies Netz. Das bedeutet, dass der für die Netzplanung übliche (n-1)-Ansatz nicht zu unzulässigen Betriebsmittelüberlastungen führen darf. Daraus abgeleitet wurden für alle festgestellten Engpässe Netzausbaumaßnahmen ermittelt, die das Ziel verfolgen, den Engpass zu beseitigen und nachhaltig zu sein, also nicht im folgenden Betrachtungszeitraum wieder einen Engpass darzustellen.

Grundsätzlich lassen sich Netzausbaumaßnahmen in drei Gruppen einteilen:

- Neubaumaßnahmen betreffen bisher nicht für Netzanlagen genutzte Standorte wie Leitungen auf neuen Trassen oder neue UW und ONS.
- Ersatzneubauten mit Erhöhung der Übertragungskapazität sind Baumaßnahmen, die vorhandene Standorte nachnutzen oder ersetzen und im Rahmen der Erneuerung leistungsstärker dimensioniert werden. Unter anderem gehört dazu der trassengleiche Neubau von HS-Freileitungen, wobei auch ein um einige Meter versetzter Neubau mit nachfolgender Demontage der Altleitung in diese Rubrik zählt.
- Netzoptimierung und -verstärkung umfasst alle Maßnahmen, bei denen nur Teile vorhandener Netzanlagen ersetzt und verstärkt werden bzw. bei denen

durch technische Maßnahmen eine bessere Auslastung der vorhandenen Anlagen erreicht werden. Typische Maßnahmen sind die Installation von Freileitungsmonitoring auf Freileitungen um die bestehende Übertragungskapazität in Abhängigkeit von Witterungsbedingungen besser nutzen zu können oder der Wechsel eines Transformators gegen einen leistungsstärkeren.

Eine Zusammenstellung der Netzausbaumaßnahmen entsprechend der Vorgaben nach §14d Abs. 4 EnWG ist maschinenlesbar auf vnbdigital.de verfügbar. Ebenso eine Übersicht des erwarteten Netzausbauumfangs für alle Betrachtungszeitpunkte.

3.2 Hochspannung

Das HS-Netz inklusive der HöS/HS- und HS/MS-Umspannwerke wurde einer detaillierten Analyse unterzogen und Engpässe betriebsmittelkonkret ermittelt. Die geografische Verteilung der ermittelten Engpässe ist der Anlage 1 zu entnehmen.

Zur Bewertung der ermittelten Engpässe sei noch einmal deutlich darauf hingewiesen, dass das Regionalszenario und die nachfolgenden Feinregionalisierung erheblichen Unsicherheiten unterliegen. Von besonderer Bedeutung ist das für Freiflächen-PVA. Aufgrund der erwarteten Zubauleistungen sind diese Anlagen absolut entscheidend für die ermittelten Engpässe und die daraus abgeleiteten Netzausbaumaßnahmen. Gleichzeit ist es unmöglich, Freiflächen-PVA hinsichtlich Ort, Zeit und Anlagengröße mit hinreichender Sicherheit zu prognostizieren. Schon einzelne Neuanmeldungen können neue oder andere Engpässe hervorrufen.

Die VNB in den drei Städten Leipzig, Halle und Chemnitz erstellen eigene Netzausbaupläne. Alle drei VNB sind an das HS-Netz der MITNETZ STROM angeschlossen. Die Netzausbauplanungen der drei VNB führen daher zu Wechselwirkungen mit der Ausbauplanung der MITNETZ STROM. Die Ausbauplanungen wurden daher eng abgestimmt.

Hochspannungsnetz

Notwendige Ausbaumaßnahmen wurden unter Anwendung des NOVA-Prinzips (Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau) ermittelt. So wird beispielsweise bei einem auftretenden Engpass auf einer Leitung als erstes geprüft, ob Abhilfe durch Schaltzustandsänderungen oder die Einführung von Freileitungsmonitoring erreicht werden kann. Ist das nicht der Fall, werden als nächstes Verstärkungsmaßnahmen wie Erhöhung der Trassierungstemperatur oder Ersatzneubau auf gleicher Trasse geprüft. Erst wenn diese Maßnahmen keinen nachhaltigen Erfolg bringen, wird der Neubau zusätzlicher Leitungen auf neuer Trasse in Betracht gezogen. Dabei erfolgt zum jetzigen Zeitpunkt noch keine Festlegung, ob Kabel oder Freileitung auf den neuen Trassen einzusetzen ist. Diese Festlegung kann und darf erst im Rahmen des Genehmigungsverfahrens erfolgen.

Größte Hausforderung beim Ausbau des Hochspannungsnetzes ist die zeitliche Komponente. Bereits Ersatzneubauten, oft auf leicht versetzten Trassen um die alte

Leitung bis zum Abschluss des Neubaus weiter betreiben zu können, erfordern langwierige Genehmigungsverfahren. Neue Trassen erfordern fast immer ein Raumordnungsverfahren vor dem eigentlichen Planfeststellungsverfahren. Die Bearbeitungszeiten in den Genehmigungsbehörden sind dabei nicht die eigentliche Herausforderung, sondern die sehr umfangreichen Vorarbeiten zur Erfüllung der Anforderungen der Genehmigungsbehörden. Die erste Hürde ist in der Regel, qualifizierte Fachfirmen zu finden, um diese Vorarbeiten zu leisten. Aktuell bei MITNETZ STROM in Realisierung befindliche Neubauprojekte haben jeweils mehr als 15 Jahre Planungs- und Genehmigungszeit benötigt.

Umspannung HS/MS

Entscheidende Betriebsmittel in HS/MS-Umspannwerken sind Transformatoren. Alle anderen Engpässe in Schaltgeräten, Wandlern und ähnlichem sind vergleichsweise einfach und schnell zu beseitigen und lohnen keiner näheren Betrachtung im Rahmen des NAP.

Der Wechsel von Transformatoren gegen Exemplare mit höherer Bemessungsleistung ist in vielen Fällen unproblematisch. Die aktuell langen Lieferfristen für HS/MS-Transformatoren machen jedoch eine langfristige und flexible Beschaffungsplanung notwendig, denn Engpässe in Umspannwerken entstehen häufig schon durch eine einzelne Anmeldung einer größeren Erzeugungsanlage.

Oftmals muss im Zusammenhang mit größeren Transformatoren auch die MS-Schaltanlage erweitert werden.

Bei älteren Umspannwerken kommt hinzu, dass die Trafostellplätze oftmals ungeeignet für größere und schwere Transformatoren sind. Unter Berücksichtigung des Anlagenalters und des Zustandes der baulichen und elektrischen Anlagen ist dann der Ersatzneubau des Umspannwerks zu bevorzugen. Die Platzverhältnisse in den Bestandsanlagen lassen selten den Ersatz am gleichen Standort zu, denn das bestehende Umspannwerk muss bis zu Inbetriebnahme der Ablösung in Betrieb bleiben. Aktuell stellt dabei die Beschaffung der entsprechenden Grundstücke eine ernstzunehmende Herausforderung dar. Das gilt natürlich auch und vor allem für Neubaustandorte.

Umspannung HöS/HS

Die Prognosen zeigen, dass auch künftig nicht zu erwarten ist, dass es einen regionalen Wirkleistungsausgleich im Verteilnetz geben wird. Das Wirkleistungssaldo im Verteilnetz kann daher nur über die Schnittstellen zum Übertragungsnetz ausgeglichen werden. Durch die erwarteten zunehmenden Leistungsextrema für die auslegungsrelevanten Fälle werden auch Engpässe an den Schnittstellen zum Übertragungsnetz zunehmen. Die Ergebnisse des NAP zeigen, dass keine der vorhandenen 15 für den dauerhaften Fortbestand vorgesehenen Schnittstellen (Umspannwerke) zum Übertragungsnetz der 50Hertz Transmission GmbH bis 2045 engpassfrei bleiben wird, trotz der zahlreichen in den letzten Jahren

bereits umgesetzten Ausbaumaßnahmen (u.a. Neubau-UW Jessen/Nord und Altdöbern).

Die Transformatoren an den Übergabestellen zwischen HöS und HS-Netz stehen im Eigentum des ÜNB. Die Notwendigkeit von Ausbaumaßnahmen an diesen Schnittstellen wird jedoch maßgeblich vom Geschehen im nachgelagerten Verteilnetz bestimmt. Daher wurde im Rahmen des NAP der Bedarf an HöS/HS-Transformatoren ermittelt.

Bei dem weitgehend vermascht betriebenen HS-Netz sind die im Übertragungsnetz geplanten Maßnahmen von nicht zu vernachlässigender Bedeutung und wurden daher im für die MITNETZ STROM relevanten Umfang berücksichtigt. Von besonderem Einfluss ist dabei die geplante Ablösung des 220-kV-Netzes und die damit verbundenen Änderungen im 380-kV-Netz in Sachsen und Thüringen bis ca. 2035. Diese Maßnahmen haben vor allem in der NR Südsachsen Einfluss auf die notwendigen Netzausbaumaßnahmen im HS-Netz.

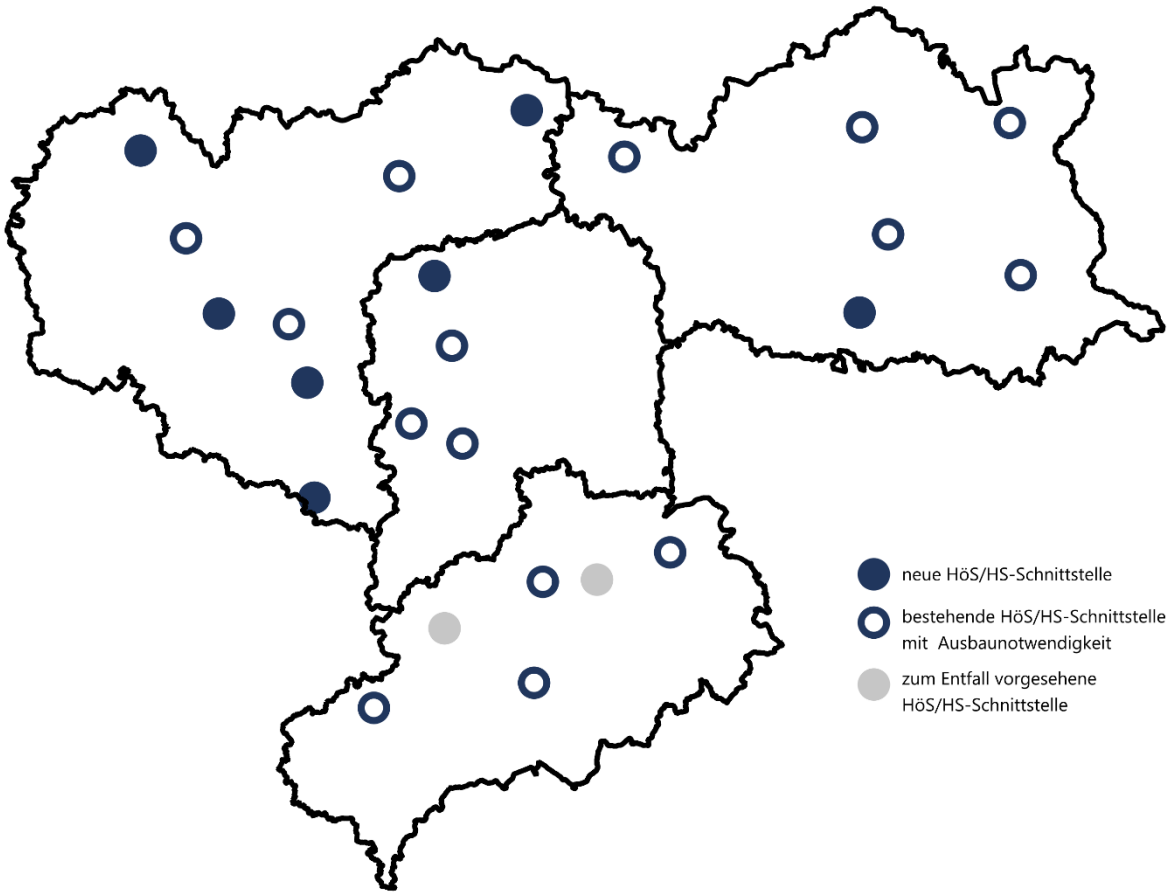


Abbildung 5: Übersicht zu Maßnahmen an HöS/HS-Schnittstellen bis 2045

Investitionen in die HS-Anlagen der HöS/HS-Schnittstellen sind in Tabelle 4 enthalten. Um die zahlreichen zusätzlichen Transformatoren in das Netz integrieren zu können und die notwendigen Netzausbaumaßnahmen zu optimieren, sind neben dem Ausbau vorhandener Standorte mehrere zusätzliche Standorte von HöS/HS-UW notwendig, die sich teilweise bereits in konkreter Planung befinden.

Für die gemeinsamen Ausbauvorhaben mit 50Hertz bestehen zahlreiche Herausforderungen, die in Summe in sehr langen Realisierungszeiten münden. Neben den internen personellen Ressourcen zur Vorbereitung solch umfangreicher Vorhaben bedarf es umfangreicher Abstimmungen zur Priorisierung einzelner Maßnahmen mit 50Hertz Transmission, damit ihrerseits ebenfalls personelle Ressourcen für das Projekt abgestellt werden. Danach folgt eine langwierige Standortsuche mit Machbarkeitsstudie, Raumwiderstandsanalyse, Trafotransportstudie und Prüfung möglicher Trassen für HöS- und HS-Anschlussleitungen. Nach der gemeinsamen Standortentscheidung muss der Grunderwerb gelingen. Erst danach können die VNB mit der Planung und Genehmigung der notwendigen und i.d.R. zahlreichen HS-Anschlussleitungen beginnen. Das gesamte Verfahren benötigt mehr als 10 Jahre für Planung- und Genehmigung.

Zeitraum	Netzebene	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 2: UW HöS/HS	6 [UW]	122 [Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	801 [km]	654 [Mio. Euro]
	NE 4: UW HS/MS	71 [UW]	726 [Mio. Euro]
2031 bis 2035 (T+10)	NE 2: UW HöS/HS	13 [UW]	55 [Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	807 [km]	662 [Mio. Euro]
	NE 4: UW HS/MS	29 [UW]	375 [Mio. Euro]
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 2: UW HöS/HS	9 [UW]	0 [Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	682 [km]	597 [Mio. Euro]
	NE 4: UW HS/MS	40 [UW]	314 [Mio. Euro]

Tabelle 4: Netzdimensionierender Ausbaubedarf Hochspannung (inkl. HöS/HS und HS/MS)

Ableitung aus den Ergebnissen

Wie bereits erwähnt basiert das Regionalszenario, die Grundlage des vorliegenden Netzausbauplans auf teilweise sehr unsicheren, aber für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs entscheidenden Prognosen. Es wäre daher fahrlässig, millionenschwere Netzausbaumaßnahmen auf Basis unsicherer Prognosen umzusetzen, um im Nachgang festzustellen, dass die Prognosen so nicht eingetreten sind und die Netzausbaumaßnahmen nicht notwendig war oder an der falschen Stelle durchgeführt wurde.

Zur Einordnung der in Anlage 4 konkret benannten Netzausbaumaßnahmen wurde in der Spalte Projektstatus folgende Einteilung vorgenommen:

- „konkrete Planung“: Maßnahmen, die intern bereits Projektstatus erreicht haben und an das Projektmanagement zur Detailplanung und Umsetzung übergeben wurden. Die Einschätzung zum Umsetzungszeitraum wurde auf Basis des aktuellen Planungsstandes und der Einschätzung verfügbarer interner und externer Ressourcen getroffen.
- „vorgesehene Maßnahme“: Maßnahmen, deren wahrscheinliche Notwendigkeit in der Netzplanung bereits erkannt wurde. Die Maßnahme wird vorbereitet zur Übergabe an das Projektmanagement. Die Abschätzung des Umsetzungszeitraumes wurde auf Basis von Erfahrungswerten zur Erreichung der Planungsreife und ohne genaue Kenntnis verfügbarer Ressourcen getroffen.
- „ermittelter Bedarf“: Maßnahmen, die sich ausschließlich aus den Prognosen des Regionalszenarios ergeben. Es fehlen noch hinreichende Indizien, dass der prognostizierte Bedarf tatsächlich eintritt. Die benannte Maßnahme ist aktuell noch nicht zur Umsetzung vorgesehen, das angegebene Datum des Baubeginns rein fiktiv um die Vorgaben der BNetzA zur Befüllung der Maßnahmenliste zu erfüllen.

Trotz der genannten Unsicherheiten finden die Ergebnisse der Bedarfsermittlung Eingang in die Projektrealisierung:

- HS-Leitungen, die zustands- oder altersbedingt zur Erneuerung anstehen, werden hinsichtlich der auszuführenden Dimensionierung geprüft und ggf. an die zu neuen Anforderungen angepasst.
- Geplante grundlegende Sanierungsmaßnahmen an HS-Leitungen werden geprüft und, sofern die aktuelle Dimensionierung perspektivisch nicht ausreichend ist, vorrangig ersetzt statt saniert.
- Wo möglich und sinnvoll wird ein Stufenausbau geplant (z.B. kann eine Freileitung für Bündelbeseilung ausgelegt, aber im Erstausbau nur mit Einfachseil belegt werden).
- Neubaumaßnahmen, für die bereits starke Indikationen vorliegen (z.B. Anschlussanmeldungen oder wiederkehrende Anschlussanfragen) und deren mittel- bis langfristige Notwendigkeit nicht in Frage steht, werden kurzfristig in die Genehmigungsplanung überführt bzw. mit Nachdruck weitergeführt.
- Neubaumaßnahmen, die sich aus dem vorliegenden NAP als §ermittelter Bedarf“ ergeben, müssen sich erst mit den folgenden Neuauflagen des NAP bestätigen, bevor intensiver in die Planungen eingestiegen wird.
- Für neue Umspannwerksstandorte wird die Standortsuche und Flächensicherung begonnen, auch wenn nicht sofort gebaut werden soll.
- Für zu erweiternde Umspannwerksstandorte wird die Flächensicherung vorgenommen, sofern die Erweiterung auf dem bestehenden Grundstück nicht möglich ist.

3.3 Nieder- bis Mittelspannung

In unteren Spannungsebenen (MS und NS) müssen Prognosen sehr genau sein, vor allem in der räumlichen Verteilung, um belastbare Aussagen zu Engpässen und Ausbaunotwendigkeiten einzelner Leitungen oder Transformatoren treffen zu können. Wie bereits beschrieben, ist die Prognose des zu erwartenden Zubaus bei einigen Technologien mit erheblichen Unsicherheiten behaftet, sowohl räumlich als auch zeitlich. Das gilt im Besonderen für die Freiflächen-PVA, die jedoch auf Grund des erwarteten Zubauumfangs dimensionierungsrelevant für das Verteilnetz sind.

Eine Aussage zu erwarteten Engpässen auf konkreten Leitungen im NS- und/oder MS-Netz wäre daher mehr als unseriös. Die Prognosen sind jedoch geeignet, Aussagen zum erwarteten Umfang notwendiger Netzausbaumaßnahmen als Ganzes zu treffen.

§14d EnWG fordert die Angabe von Engpassregionen und deren Darstellung auf einer Karte des Verteilnetzes. Vereinfacht könnte man die Aussage treffen, dass Engpässe im NS- und MS-Netz und in ONS flächendeckend zu erwarten sind und daher das gesamte Netz als Engpassregion markiert werden muss. Um die Ergebnisse etwas zu differenzieren und verständlicher darzustellen, wurde ermittelt, welcher Anteil der NS- und MS-Leitungen in den Landkreisen des Netzgebietes der MITNETZ STROM im jeweiligen Prognosejahr rechnerisch überlastet sind und durch zusätzliche Leitungen entlastet werden müssen. Gleiches gilt für die ONS, bezogen auf die darin verbauten Transformatoren.

Wie bereits angemerkt, sind Aussagen zu konkreten Netzausbaumaßnahmen auf Basis einer unsicheren Prognose nicht zweckmäßig. Hinzu kommt, dass Baumaßnahmen in den unteren Netzebenen vergleichsweise kurzfristig umgesetzt werden. Selbst unter den aktuell schwierigen Marktbedingungen wird der größte Teil der Ausbaumaßnahmen im MS-Netz innerhalb von zwei bis drei Jahren realisiert. Auf auftretende (reale) Engpässe im NS- und MS-Netz kann daher direkt und kurzfristig reagiert werden.

Im ausgedehnten NS- und MS-Netz der MITNETZ STROM sind Hunderte von Einzelmaßnahmen gleichzeitig in Vorbereitung, Planung und Realisierung. Deren detaillierte Einzeldarstellung ist weder leistbar noch zielführend, da es trotzdem nur eine Momentaufnahme wäre. Täglich werden neue Ausbaumaßnahmen begonnen und zum Abschluss gebracht. Für den NAP erfolgt deshalb eine aggregierte Darstellung der Baumaßnahmen, auch für den Zeitraum bis 2030.

Für längerfristige Aussagen zum notwendigen Ausbaumfang wurde für den Netzausbauplan pauschal angenommen, dass rechnerisch überlastete Leitungsabschnitte durch zusätzliche Leitungen entlastet werden müssen und überlastete Transformatoren zu wechseln sind oder durch zusätzliche Transformatoren und eine Aufteilung des betroffenen Netzes entlastet werden. Eine detaillierte Planung von Ausbaumaßnahmen im NS- und MS-Netz erfolgt erst im Rahmen von Erneuerungsmaßnahmen oder wenn Engpässe real auftreten, z.B. durch Anschlussanmeldungen von Erzeugungs- oder Bezugsanlagen.

Treiber für Netzausbaumaßnahmen in den Mittel- und Niederspannungsnetzen sind künftig vor allem dezentrale Wärmepumpen und Elektromobilität. Diese Technologien werden voraussichtlich dimensionierungsrelevant für diese Netzebenen werden. Neu werden NS- und MS-Leitungen fast ausschließlich als gebaut. Für die Kosten von Baumaßnahmen sind daher die Tiefbaukosten wesentlich entscheidender als die Wahl des Kabelquerschnitts. MITNETZ STROM hat bereits vor einigen Jahren grundlegende Entscheidungen zur Auswahl leistungsfähigerer Betriebsmittel in den MS- und NS-Netzen getroffen. Durch die heute etwas höheren Kosten durch den Einsatz leistungsfähigerer Betriebsmittel sollen künftige Netzausbaumaßnahmen vermieden werden. Zu diesen Maßnahmen gehören:

- Einsatz größerer Standardquerschnitte bei MS-Kabeln (150 mm² → 300 mm²) und NS-Kabeln (150 mm² → 240 mm²)
- Einsatz größerer Standard-Ortsnetztransformatoren
- standardmäßiger Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren
- Verdichtung von Ortsnetzstationen mit tendenzieller Verkleinerung der NS-Ortsnetze

Diese Entscheidungen entfalten jedoch erst langfristig Wirkung, wenn ausreichend viele Betriebsmittel nach diesen neuen Standards im Netz verbaut wurden. Für die Zeiträume T+5 und T+10 wurde daher immer noch erheblicher Ausbaubedarf in den MS- und NS-Netzen ermittelt. Erst im Zeitraum nach 2035 wird ein merklicher Rückgang des Netzausbaubedarfs in den unteren Spannungsebenen erwartet.

MITNETZ STROM betreibt aktuell noch Mittelspannungsnetze mit Netznennspannungen unterhalb von 20 kV. Das betrifft die NR Sachsen-Anhalt mit einigen 15-kV-Netzen, vor allem aber die NR Südsachsen, in der viele MS-Netze noch mit 10 kV betrieben werden. Diese Netze haben im Vergleich zu 20-kV-Netzen eine deutlich geringere Leistungsfähigkeit und sollen mittel- bis langfristig auf 20 kV umgestellt werden. MITNETZ STROM arbeitet bereits seit Jahren kontinuierlich an der Thematik. Allein in den letzten beiden Jahren wurden insgesamt vier Mittelspannungsnetze auf 20 kV umgestellt, viele weitere sind in Vorbereitung. Spannungsumstellungen bedürfen einer langfristigen Vorbereitung. Neben dem Wechsel aller nicht zur Umstellung geeigneten Betriebsmittel wie nicht umstellbare Ortsnetzstationen, Kabel mit Papier-Masse-Isolation bzw. Isolation aus unvernetztem Polyethylen müssen die speisenden Umspannwerke mit zusätzlichen MS-Schaltanlagen, zusätzlichen Sternpunktanlagen und Dreiwickler-Transformatoren ausgerüstet werden, um in der Umstellungsphase beide Netzspannungen bereitstellen zu können. Außerdem müssen auch alle betroffenen Mittelspannungsnetzkunden ihre eigenen Anlagen fit machen für die neue Betriebsspannung und ggf. größere Investitionen vornehmen.

Zeitraum	Netzebene	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 5: MS-Leitungen	4.740 [km]	827 [Mio. Euro]
	NE 6: ONS MS/NS	7.602 [ONS]	744 [Mio. Euro]
	NE 7: NS-Leitungen	3.339 [km]	853 [Mio. Euro]
2031 bis 2035 (T+10)	NE 5: MS-Leitungen	1.706 [km]	427 [Mio. Euro]
	NE 6: ONS MS/NS	2.323 [ONS]	143 [Mio. Euro]
	NE 7: NS-Leitungen	2.438 [km]	610 [Mio. Euro]
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 5: MS-Leitungen	1.582 [km]	396 [Mio. Euro]
	NE 6: ONS MS/NS	4.249 [ONS]	436 [Mio. Euro]
	NE 7: NS-Leitungen	4.408 [km]	1.102 [Mio. Euro]

Tabelle 5: Netzdimensionierender Ausbaubedarf Nieder- bis Mittelspannung

4 Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf

Zum nicht netzdimensionierenden Ausbaubedarf zählen reine Ersatzmaßnahmen und Rückbaumaßnahmen sowie Altlastenentsorgung:

Reine Ersatzmaßnahmen ohne netzverstärkenden Charakter (1:1-Ersatz) sind in der Regel alters- und zustandsgetrieben. Die meist sehr alten Anlagen - Umspannwerke haben eine „Lebenserwartung“ von ca. 50 Jahren, Freileitungen erreichen bei guter Pflege mehr als 100 Jahre - werden bei der Erneuerung nach aktuellen Standards gebaut. Insbesondere bei Leitungen heißt das fast automatisch, dass diese auch leistungsfähiger sind als die Vorgänger. Reine Ersatzmaßnahmen betreffen daher fast ausschließlich Umspannwerke und Ortsnetzstationen, und auch nur dann, wenn der Ersatz keine zusätzlichen oder größeren Transformatoren beinhaltet.

Rückbaumaßnahmen/Altlastenentsorgung sind üblicherweise Teil der jeweiligen Ersatzinvestition und daher nicht separat ausgewiesen. Nur bei ersatzloser Außerbetriebnahme von Netzanlagen werden Maßnahmen in dieser Kategorie ausgewiesen. Ein Beispiel hierfür sind 30-kV-Netzanlagen in der NR Südsachsen. Das dortige 30-kV-Netz ist historisch bedingt eine noch rudimentär vorhandene Zwischenspannungsebene zwischen dem 110-kV-Hochspannungsnetz und dem 10-kV-Mittelspannungsnetz. Durch die geplante Spannungsumstellung des 10-kV-Netzes auf 20 kV wird die 30 kV Spannungsebene obsolet und ist zum ersatzlosen Rückbau vorgesehen.

Zeitraum	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	154 [Mio. Euro]
2031 bis 2035 (T+10)	50 [Mio. Euro]
2036 bis 2045 (Zielnetz)	213 [Mio. Euro]

Tabelle 6: nicht-netzdimensionierender Ausbaubedarf

5 Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen

5.1 Frequenzunabhängige Systemdienstleistungen

Im Rahmen der Effizienzprüfung gemäß §12h EnWG kommt die BNetzA zu dem Ergebnis, dass eine marktgestützte Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen „Dienstleistung zur Spannungsregelung“ und „Schwarzstartfähigkeit“ wirtschaftlich effizient ist. Die VNB sollen jedoch mit Einleitung des Festlegungsverfahrens BK6-21-360 von der Verpflichtung zur marktgestützten Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit ausgenommen werden.

Darüber hinaus wird im Rahmen des Festlegungsverfahrens BK6-23-072 die Dienstleistung zur Spannungsregelung nur unter dem Aspekt der Blindleistung betrachtet. Die Ermittlung des Bedarfs an nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen sowie dessen geplante Deckung konzentriert sich daher auf Blindleistung, wobei die marktlich zu beschaffende Blindleistung im Mittelpunkt steht.

Die Ermittlung des Blindleistungsbedarfes des Netzes mit so langer Vorausschau, wie in §14d EnWG gefordert, ist nur in grober Näherung möglich und kann bestenfalls als Anhaltswert dienen. Wesentliche Einflussfaktoren auf den Blindleistungsbedarf sind heute noch nicht bekannt und können nur als Annahme angesetzt werden. Beispielsweise hat ein HS-Kabel einen ca. 50fach höheren Blindleistungsbedarf als eine gleich lange Freileitung. Für die Ermittlung des Blindleistungsbedarfs ist es daher von entscheidender Bedeutung, ob eine neue HS-Leitungstrasse als Kabel oder Freileitung ausgeführt wird.

Um zumindest Anhaltswerte zu ermitteln wurde der Blindleistungsbedarf des Netzes für die beiden auslegungsrelevanten Fälle Starklast mit geringer Erzeugung und Schwachlast mit starker Erzeugung berechnet und zusätzlich für den Fall, dass das Netz nur gering belastet ist. Dazu wurde in der Berechnung Schwachlast mit nur geringer Erzeugung angesetzt.

Für die drei Prognosezeitpunkte wurde dann jeweils das Maximum für kapazitiven und induktiven Blindleistungsbedarf berechnet. Für die Ansätze zur Deckung des Blindleistungsbedarfs wurden folgende Ansätze getroffen:

- Erzeugungsanlagen bringen im Rahmen der in den TAR des FNN (VDE-AR-N 4105, VDE-AR-N 4110 und VDE-AR-N 4120) vorgegebenen Blindleistungsstellbereiche einen unentgeltlichen (nicht marktlich zu beschaffenden) Beitrag zur Spannungshaltung entsprechend ihrer jeweiligen Anschlussspannungsebene.
- Bezugsanlagen nutzen die entsprechend der TAR freigegebenen Blindleistungsbereiche aus.
- Große nachgelagerte Verteilnetzbetreiber decken ihren Blindleistungsbedarf durch Beschaffung innerhalb des eigenen Netzes selbst.
- Kleinere nachgelagerte Verteilnetzbetreiber sind zwar prinzipiell verpflichtet, ihren Blindleistungsbedarf ebenfalls selbst zu decken, werden dazu aber regelmäßig auf Anbieter außerhalb des eigenen Netzes zurückgreifen müssen. Im Rahmen des NAP wurde deshalb keine Differenzierung vorgenommen.

Unter den vorgenannten Prämissen sich rechnerisch an den Übergabestellen zwischen ÜNB und VNB ergebender Blindleistungsaustausch wurde als durch MITNETZ STROM zu beschaffende Blindleistung eingestuft. Aktuell besonders kritisch ist die Beschaffung spannungssenkender Blindleistung in Zeiten geringer Energienachfrage und geringer Einspeisung. Bisher ist zu diesen Zeitpunkten nicht ausreichend Blindleistung am Markt verfügbar. MITNETZ STROM hat daher entschieden, in den nächsten Jahren insgesamt fünf Blindleistungsdrosseln mit je 70 Mvar zu beschaffen und verteilt im HS-Netz einzubauen. Die darüber hinaus notwendige Beschaffung soll aus heutiger Sicht vollständig über den noch im Aufbau befindlichen Markt für Blindleistung erfolgen.

	2030	2035	2045
spannungserhöhender (kapazitiver) Blindleistungsbedarf	1.780 Mvar	2.440 Mvar	3.610 Mvar
spannungssenkender (induktiver) Blindleistungsbedarf	240 Mvar	0 Mvar	0 Mvar

Tabelle 7: Marktlich zu beschaffender maximaler Blindleistungsbedarf

5.2 Flexibilitätsdienstleistungen

Um Engpässe im Verteilnetz durch Flexibilitätsdienstleistungen wirksam zu vermeiden oder zu abzumildern und Netzausbau zu verhindern, muss die Flexibilität zielgenau in der Nähe des Engpasses verfügbar sein (genauer: in Energieflussrichtung vor dem Engpass) und sowohl bzgl. der Leistung als auch der Energiemenge ausreichend dimensioniert werden. Das heißt, dass Anbieter in der Lage sein müssen, über mehrere Tage hinweg, kontinuierlich nennenswerte Energiemengen aus dem Netz entnehmen zu können und über mehrere Wochen („Dunkelflaute“) Energie in das Netz einspeisen zu können.

Für die Nutzung von Flexibilitätsdienstleistungen durch VNB ist aktuell nicht absehbar, ob und wann dazu ein funktionierender Markt entstehen kann. Hinzu kommt, dass sich MITNETZ STROM als Infrastrukturdienstleister versteht. Am Stromnetz angeschlossenen Kunden soll es möglich sein, ihr Geschäft unbeeinflusst von Engpässen im Stromnetz betreiben zu können. In diesem Sinne sind u.a. der Beschluss BK6-22-300 der BNetzA vom 27.11.2023 zu verstehen, nach dem bei mehrfachem Einsatz von Nachfragesteuerungsmaßnahmen nach §14a EnWG Engpässe in der Netzausbauplanung zu berücksichtigen und Abhilfemaßnahmen zu ergreifen sind. Lediglich für derzeit extrem stark nachgefragte Anschlüsse von Stand-Alone-Speichern (Graustromspeichern) hat MITNETZ STROM inzwischen festgelegt, diese Anschlüsse nur noch mit flexiblen Anschlussvereinbarungen zuzulassen, um Netzausbau zu vermeiden, der durch die ungünstige Überlagerung von dimensionierungsrelevanten Netzsituationen und die Situation verschärfendem Speichereinsatz entstehen könnte.

Für die Netzberechnungen wurde angesetzt, dass MITNETZ STROM im jeweiligen Prognosejahr ein engpassfreies Netz ohne planmäßige Nutzung von Flexibilitätsdienstleistungen Dritter betreibt.

Bei grundsätzlich flexibel und marktorientiert einsetzbaren Technologien wie KWK-Anlagen in Verbindung mit Wärmespeichern und Elektrokesseln oder Batteriespeichern wird angenommen, dass diese zumindest für die auslegungsrelevanten Schaltzustände keine zusätzliche Belastung für das Netz darstellen. Nicht weil der VNB dies anfordert, sondern weil die Wahrscheinlichkeit, dass auslegungsrelevanter Lastfall, auslegungsrelevanter Schaltzustand und der ungünstige Einsatz flexibel und marktorientiert genutzter Technologien zeitlich zusammenfallen, sehr gering ist. Das Stromnetz muss daher nicht für diesen Fall ausgelegt werden.

6 Spitzenkappung

Wie die Flexibilitätsdienstleistungen ist auch die Spitzenkappung ein Werkzeug, um Engpässe im Stromnetz temporär überbrücken zu können. MITNETZ STROM plant keinen dauerhaften Einsatz von Spitzenkappung im Verteilnetz. Die ermittelten Maßnahmen sehen ein engpassfreies Netz ohne Spitzenkappung vor.

7 Stellungnahmen

Netznutzer der Hoch- und Mittelspannungsnetze und Übertragungsnetzbetreiber können auf vnbdigital.de im Zeitraum von 4 Wochen nach der Veröffentlichung eine Stellungnahme zum Entwurf des Netzausbauplanes einreichen.

8 Fazit

Der vorliegende NAP zeigt auf, welche Netzausbaumaßnahmen notwendig wären, falls die im Regionalszenario 2025 aufgezeigte Entwicklung eintritt. Die ermittelten Netzausbaumaßnahmen wurden entsprechend der Intension des Gesetzgebers

und der Vorgabe der BNetzA in der Maßnahmenliste (Anlage 4) aufgeführt, unabhängig, ob eine Umsetzung bis zum notwendigen Zieldatum überhaupt möglich ist.

Eine Realisierung der aufgeführten Maßnahmen in vollem Umfang bis zum angegebenen Zieltermin kann weder mit den verfügbaren personellen Ressourcen, mit den verfügbaren Marktkapazitäten von Dienstleistern und Baufirmen noch unter Berücksichtigung notwendiger Genehmigungszeiten umgesetzt werden. Wie bereits angemerkt, beinhaltet das Regionalszenario auch Prognoseunsicherheiten, die die tatsächliche Notwendigkeit zahlreicher Einzelmaßnahmen fraglich erscheinen lassen.

MITNETZ STROM wird sich daher in enger Abstimmung mit 50Hertz Transmission und den nachgelagerten VNB auf die Maßnahmen konzentrieren, die auf jeden Fall notwendig sind. Darüber hinaus werden weitere Maßnahmen hinzukommen, die sich nicht aus dem Regionalszenario ergeben und im NAP nicht enthalten sind. So gibt es derzeit gerade zahlreiche Anfragen zum Anschluss leistungsstarker Rechenzentren an das Netz der MITNETZ STROM, die weder zeitlich noch örtlich prognostizierbar und hinsichtlich der Projektentwicklung überaus unstetig sind. Aus diesen Anforderungen heraus kann sich quasi „über Nacht“ die Notwendigkeit zur Umsetzung neuer, heute noch nicht bekannter, Ausbaumaßnahmen ergeben.

Inhaltlich können diese erst in der nächsten Fassung des NAP im Jahr 2028 Berücksichtigung finden.

9 Anlagen

Dem Netzausbauplan 2025 der MITNETZ STROM sind folgende Anlagen beigefügt:

Anlage 1: Engpasskarte des Hochspannungsnetzes

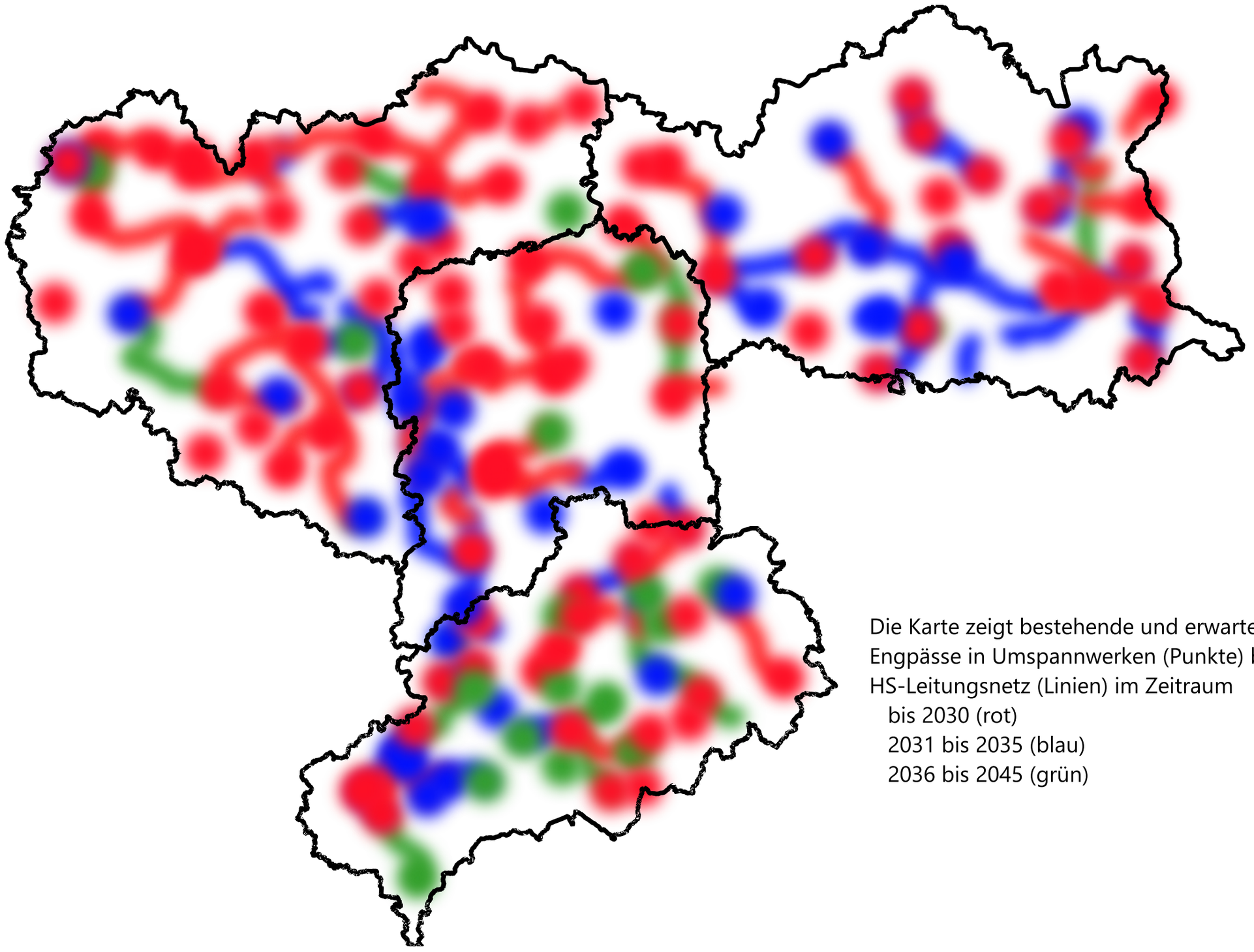
Anlage 2: Engpasskarte des Mittelspannungsleitungsnetzes

Anlage 3: Engpasskarte der Ortsnetzstationen MS/NS

Anlage 4: Maßnahmenliste → nur als maschinenlesbarer Download auf vnbdigital.de (NAP_Maßnahmen_1081_2026_Entwurf.xlsx)

Anlage 5: Zusammenstellung des Netzausbaubedarfs bis 2045 → nur als maschinenlesbarer Download auf vnbdigital.de (NAP_kompakt_1081_2026_Entwurf)

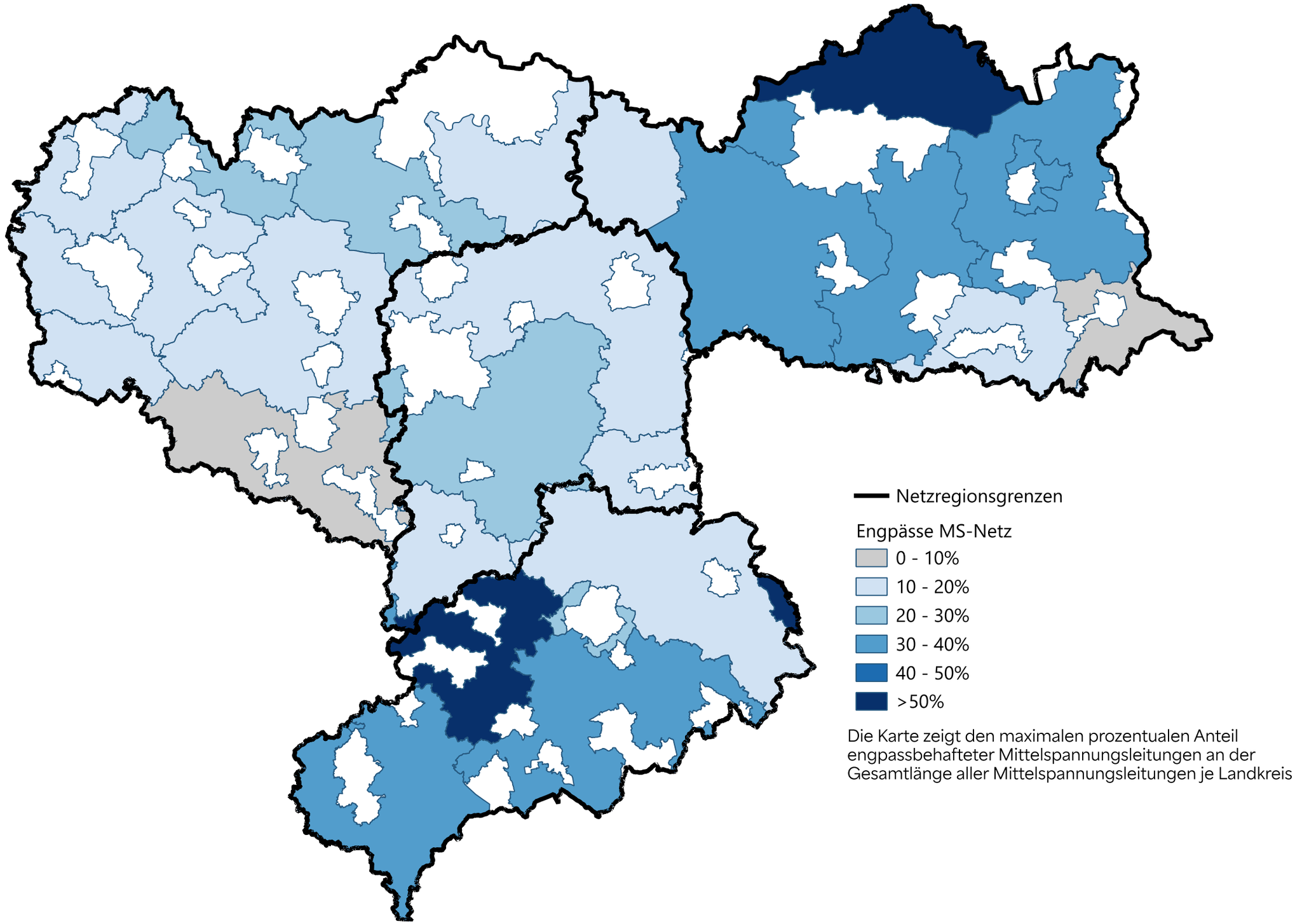
Anlage 1: Engpasskarte HS-Netz inkl. Umspannwerke



Die Karte zeigt bestehende und erwartete Engpässe in Umspannwerken (Punkte) bzw. im HS-Leitungsnetz (Linien) im Zeitraum

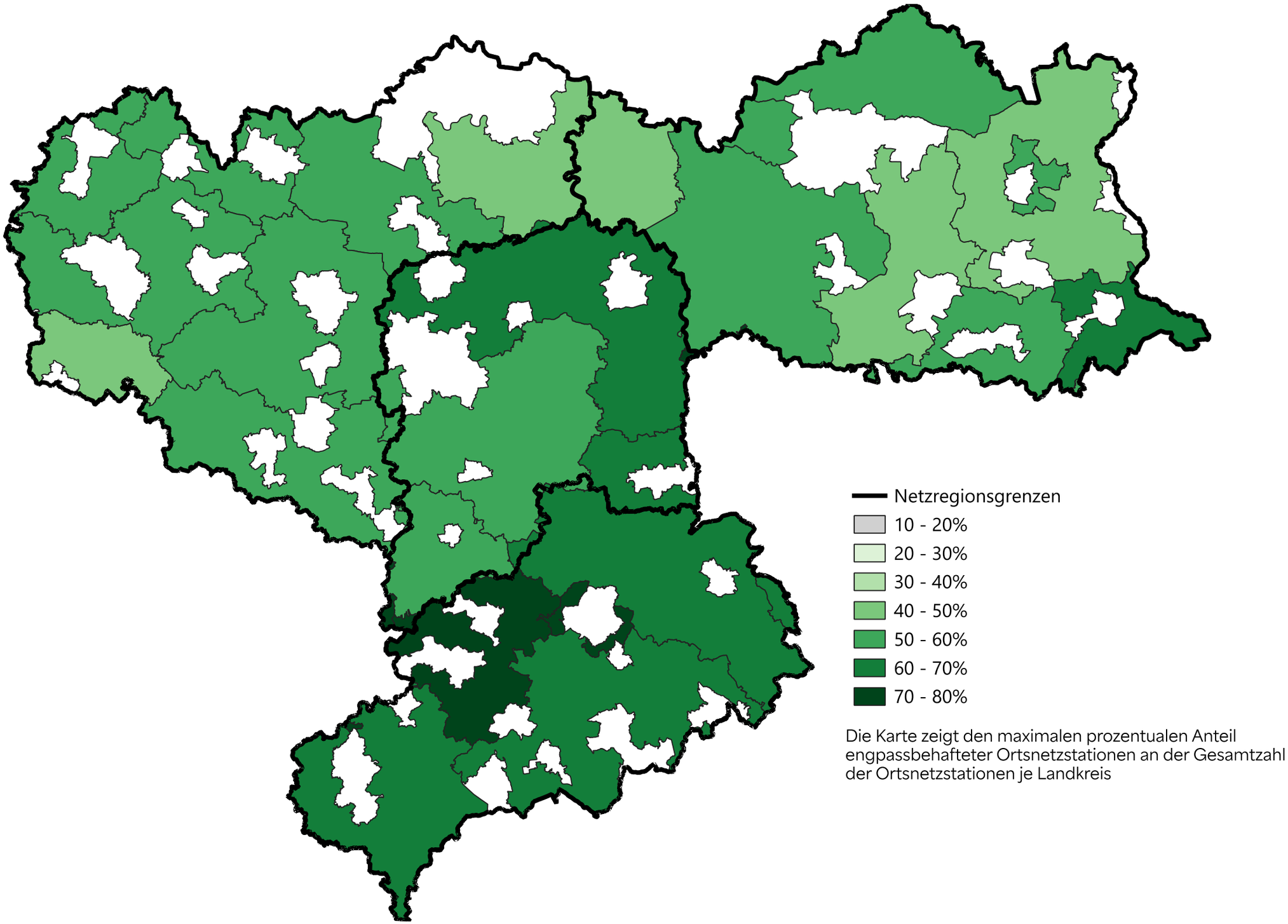
- bis 2030 (rot)
- 2031 bis 2035 (blau)
- 2036 bis 2045 (grün)

Anlage 2: Engpasskarte MS-Leitungsnetz



Die Karte zeigt den maximalen prozentualen Anteil engpassbehafteter Mittelspannungsleitungen an der Gesamtlänge aller Mittelspannungsleitungen je Landkreis

Anlage 3: Engpasskarte Ortsnetzstationen MS/NS



Die Karte zeigt den maximalen prozentualen Anteil engpassbehafteter Ortsnetzstationen an der Gesamtzahl der Ortsnetzstationen je Landkreis