



Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH

Netzausbauplan 2024

Impressum:

Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH

Industriestraße 10

06184 Kabelsketal

www.mitnetz-strom.de

Inhalt

Einleitung.....	5
Gesetzlicher Rahmen.....	6
Planungsgrundlagen	6
Aufdach-PV-Anlagen.....	6
Freiflächen-PV-Anlagen	7
Windenergie	7
Fern- und Prozesswärmeerzeugung.....	8
Biomasse	8
Wasserkraftanlagen	8
Haushalte/Gewerbe/Handel/Dienstleistungen.....	8
Elektromobilität.....	9
Dezentrale Wärmepumpen und Nahwärme	10
Elektrolyse	10
Punktlasten.....	11
Batteriespeicher	11
Berücksichtigung nachgelagerter VNB	12
Gleichzeitigkeiten	12
Netzausbauplanung.....	13
Vorgehen	13
Mittelspannungsnetz und Umspannung MS/NS.....	14
HS-Netz und Umspannung HS/MS	15
Engpässe.....	15
Ausbaumaßnahmen	15
Schnittstelle HöS/HS-Netz	15
Entwicklung der Kurzschlussströme.....	17
Ableitungen aus den Ergebnissen	17
Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen.....	18
frequenzunabhängige Systemdienstleistungen	18
Flexibilitätsdienstleistungen, Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen.....	19
Spitzenkappung.....	20
Fazit	20

Abkürzungsverzeichnis

BNetzA	Bundesnetzagentur
EE	Erneuerbare Energie
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EZA	Erzeugungsanlage
FLM	Freileitungsmonitoring
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
HSL	Hochspannungsleitung
HTLS-Seil	Hochtemperaturseil mit vermindertem Durchhang (High Temperature Low Sag)
HT-Seil	Hochtemperaturseil
KS	kreisfreie Stadt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LK	Landkreis
MS	Mittelspannung
NAP	Netzausbauplan
NS	Niederspannung
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

Einleitung

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



Abbildung 1: Lage des Netzgebietes der MITNETZ STROM in Deutschland

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	Umspanwerke/ Netzstationen	davon kundeneigen
Hochspannung 110 kV	6.164 km	360	186
Mittelspannung 30 kV, 20 kV, 15 kV, 10 kV, 6 kV	22.221 km	22.463	7.280
Niederspannung 0,4 kV	42.862 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) sind überdurchschnittlich viel regenerative Erzeugungsleistung an die Stromnetze 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).

Gesetzlicher Rahmen

Stromverteilnetzbetreiber mit über 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden sind gemäß § 14d EnWG (Stand: 15. Februar 2024) 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 auf [VNBdigital](#). 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.

Netznutzer der Hoch- und Mittelspannungsnetze und Übertragungsnetzbetreiber können auf [VNBdigital](#) im Zeitraum vom 1. Mai bis zum 22. Mai 2024 zu diesem Netzausbauplan eine Stellungnahme einreichen.

Planungsgrundlagen

Dieser Netzausbauplan basiert auf dem [Regionalszenario der Planungsregion Ost](#) vom Juni 2023. Das Regionalszenario beschreibt die zu erwartende Versorgungsaufgabe der in der Planungsregion Ost organisierten VNB für die Zeitpunkte 2028, 2033 und 2045. Aus Gründen der Übersichtlichkeit, der sehr unterschiedlichen Größe der beteiligten VNB und der besseren Erschließbarkeit für fachfremde Leser wurde die Darstellung absichtlich auf Verwaltungsgrenzen wie Bundesländer und Landkreise bezogen.

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 einzelnen Sektoren und Technologien sind nachstehend kurz und nur ergänzend zu den Ausführungen im Regionalszenario zur Grobregionalisierung 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 aus folgenden Gründen ein Nächster-Nähe-Ansatz gewählt:

1. Die bei den beteiligten VNB vorliegende Datenbasis für die Niederspannungsnetze ist zu heterogen, um eine einheitliche Bearbeitung mit der vom Fraunhofer IEE angewendeten Methodik zu gewährleisten.

2. Es war Ziel der beteiligten VNB, den Aufwand für eine Datenbereitstellung an das Fraunhofer IEE möglichst gering zu halten.
3. Die Netzgebiete der nachgelagerten, überwiegend städtischen VNB sollten in die einheitliche Prognosemethodik mit einbezogen werden, ohne dass deren Netzdaten bekannt sind.

Die beteiligten VNB haben lediglich eine Liste mit Geokoordinaten aller Netzstationen und Umspannwerke des eigenen Netzes an das Fraunhofer IEE übergeben. Zusätzlich noch die Information mit welchem Umspannwerk (HS/MS) die jeweilige Netzstation verbunden ist und ob die Station eine ONS (mit angeschlossenem Niederspannungsnetz) oder eine kundeneigene Station zur Versorgung eines einzelnen Objekts oder zum Anschluss einer Erzeugungsanlage ist. Um die Standorte der ONS wurden Voronoi-Polygone gebildet. Die prognostizierten Aufdach-PV-Anlagen innerhalb jedes Polygons wurde aufsummiert an die ONS im jeweiligen Polygon „angeschlossen“.

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 Erzeugungszitreihen 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

Auch für Windenergieanlagen wurden basierend auf dem Standort und den Wetterdaten des Jahres 2012 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, steht noch weit am Anfang des Planungsprozesses und 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. Darüber hinaus sind im Regionalszenario auch Anlagen außerhalb heutiger Bestandsstandorte prognostiziert. Diese Daten liegen auf Ebene der Landkreise vor. Für den NAP wurden diese Leistungen jeweils auf die Mittelzentren im jeweiligen Landkreis verteilt, mit der Annahme, dass der Aufbau bzw. Ausbau eines Fernwärmenetzes am ehesten in diesen Städten erfolgen wird.

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.

Biomasse

Das Regionalszenario erwartet keinen wesentlichen Ausbau von Stromerzeugung aus biogenen Rohstoffen. Größere Einzelprojekte zum Bau neuer Erzeugungsanlagen sind bei MITNETZ STROM ebenfalls nicht bekannt. Für den Netzausbauplan wurden daher die heutigen Bestandszahlen und Anlagenstandorte fortgeschrieben.

Wasserkraftanlagen

Das natürliche Potenzial von Wasserkraftanlagen im Netzgebiet der MITNETZ STROM gilt als weitgehend ausgeschöpft. Für den Netzausbauplan wurden daher die heutigen Bestandszahlen und Anlagenstandorte fortgeschrieben.

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 den bereits im Kapitel Aufdach-PV-Anlagen beschriebenen Nächste-Nähe-Ansatz an die nächstgelegene 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.

Da keine georeferenzierten Daten von Betriebshöfen und Logistikdepots vorliegen, hat das Fraunhofer IEE zur Feinregionalisierung die Zulassungszahlen des KBA herangezogen und um unternehmensspezifische Häufungen korrigiert (z.B. sind Fahrzeuge der Deutschen Post unabhängig vom Einsatzort fast ausschließlich in Bonn zugelassen). Im Ergebnis liegen Prognosezahlen für das Depotladen je Gemeinde vor, die für die Netzberechnungen als Anschluss zum nächstgelegenen UW berücksichtigt werden.

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.

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. und hat das 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 werden dann Zeitreihen für den Einsatz der Wärmepumpen generiert. Die Leistungen der Anlagen werden nach dem bereits beschriebenen Ansatz mit Voronoi-Polygonen auf die nächstgelegene ONS projiziert.

Ein wesentlicher Eingangsparameter für das Prognosemodell ist die Gesetzeslage. Zum Zeitpunkt der Erstellung der Prognose in 2023 lag der erste Entwurf des heiß diskutierten Gebäudeenergiegesetzes vor. Der Entwurf sah vor, dass ab 2024 keine Gasheizungen mehr eingebaut werden dürfen und Heizungsanlagen nach spätestens 30 Jahren erneuert werden müssen. Engpässe bei der Marktverfügbarkeit und den Kapazitäten des Handwerks kann das Modell nicht berücksichtigen.

Auf die schlussendlich verabschiedete Gesetzesfassung konnte die Prognose nicht mehr reagieren. In der Folge erwartet das Regionalszenario einen sprunghaften, aus heutiger Sicht unrealistischen Anstieg der installierten Wärmepumpenleistungen bis 2028. Im NAP sind die Leistungen trotzdem so berücksichtigt worden. Vor allem im MS-Netz könnte dadurch vereinzelt kurzfristigerer Netzausbaubedarf ermittelt werden, als dies tatsächlich nötig ist.

Zum Stand heute wird davon ausgegangen, dass das verabschiedete Gebäudeenergiegesetz nur zu einer Verschiebung bzw. Streckung des Markthochlaufs an Wärmepumpen führt. Für die längerfristige Perspektive wird angenommen, dass Wärmepumpen trotzdem die dominierende Technologie zur Gebäudeheizung außerhalb der mit Fernwärme erschlossenen Innenstädte sein werden. Die kommende Fassung des Regionalszenarios bzw. des NAP wird auf die Entwicklung reagieren.

Elektrolyse

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

Onsite-Elektrolyse

Als Ergebnis der Regionalisierung liegen den VNB der Planungsregion erwartete installierte Leistungen und Lastzeitreihen je Landkreis vor. Die Feinregionalisierung ist durch die VNB selbst vorzunehmen. Für das Netzgebiet von MITNETZ STROM wurden die Standorte dieser Anlagen vor allem in großen, energieintensiven Industriebetrieben des jeweiligen Landkreises verortet, vor allem an Standorten, bei denen bereits Planungen zu solchen Anlagen bekannt sind.

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

Im Regionalszenario nicht implementiert ist die Prognose von Punktlasten abseits neuer Elektrolysestandorte. Gründe hierfür sind

- Eine langfristige Prognose neuer Punktlasten ist unmöglich. Die Investitionsentscheidungen energieintensiver Unternehmen sind von sehr vielen Faktoren abhängig und nicht vorausberechenbar.
- Unternehmen, die sich mit Investitionsentscheidungen tragen, sind in der Regel sehr daran interessiert, die Pläne bis zur endgültigen Entscheidung aus der Öffentlichkeit fernzuhalten. VNB sind hingegen interessiert, die Pläne möglichst frühzeitig zu kennen, um ggf. notwendigen Netzausbau vorbereiten und in Planungen einbeziehen zu können. Informationen zu Investitionsplanungen bestehender oder potenzieller Kunden werden daher von MITNETZ STROM grundsätzlich nicht veröffentlicht.
- Investitionsentscheidungen werden oft bis zum letzten Moment aufgeschoben, um die eigentliche Investition dann unter erheblichem Zeitdruck umzusetzen. Für VNB ist es daher selbst bei bekannten Planungen oft extrem schwer, einzuschätzen, ob eine Investition zur Umsetzung kommt.

Gerade in den letzten Jahren häufen sich jedoch Anschlussanfragen mit tw. extrem hohen Leistungen (zumindest für den Anschluss an Verteilnetze). Bei MITNETZ STROM gehen inzwischen wöchentlich Anschlussanfragen mit Einzelleistungen von i.d.R. mehreren 100 MVA ein. Diese Leistungsgrößen sind für die Netzausbauplanung nicht vernachlässigbar und müssen im NAP berücksichtigt werden. Für den NAP wurden daher bekannte Projekte analysiert und deren Umsetzungswahrscheinlichkeit eingeschätzt. Sofern diese Einschätzung positiv ausfällt, werden diese Punktlasten in der Netzausbauplanung berücksichtigt.

Batteriespeicher

Batteriespeicher sind im Regionalszenario im Rahmen der Prognosen aus dem Szenariorahmen 2023-2037/2045 berücksichtigt worden. Batteriespeicher lassen sich weder zeitlich noch örtlich prognostizieren. Um Batteriespeicher wirksam in der Netzausbauplanung von Verteilnetzen berücksichtigen zu können, ist aber genau das notwendig.

Aus dem aktuellen, sehr regen Antragsgeschehen lassen sich zwei Aussagen ableiten:

- Projektentwickler suchen sich gezielt Standorte in unmittelbarer Nähe zu bestehenden UW, vermutlich in der Hoffnung, einen kostengünstigen Anschluss an der MS-Sammelschiene von HS/MS-UW (bis zu einigen 10 MVA Anschlussleistung) bzw. an der HS-Sammelschiene von HÖS/HS-UW (bis zu einigen 100 MVA Anschlussleistung) zu erhalten.
- Das Verhältnis von Leistung zu speicherbarer Energie liegt i.d.R. bei 1:1 bis 1:2. Das heißt, bei Betrieb mit voller Leistung sind die Speicher nach 1-2 h leer bzw. voll.
- Das geplante Geschäftsmodell der Speicherbetreiber besteht in der Regel aus der Teilnahme am Regelleistungsmarkt oder Intraday-Handel.

Daraus lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen.

- Die Einsatzzeiten von Batteriespeichern sind kaum vorzuberechnen. Für die Anschlussbewertung konkurrieren Batteriespeicher gleichzeitig mit Erzeugungsanlagen und Lasten. In der Netzplanung sind Batteriespeicher ggf. noch verschärfend auf das Worst-Case-Szenario anzusetzen.
- Eine wirksame Entlastung von Netzengpässen durch Batteriespeicher ist in absehbarer Zeit nicht zu erwarten. Die aktuellen Geschäftsmodelle der Betreiber sind inkompatibel zu den Anforderungen des Verteilnetzes. VNB können derzeit den Speicherbetreibern keine konkurrenzfähigen, in den Netzentgelten abbildbaren Angebote zur Nutzung der Speicherkapazitäten machen. Die geringen speicherbaren Energiemengen können Netze bestenfalls kurzzeitig entlasten und vorhandene Engpässe nicht wirksam beseitigen bzw. verhindern.
- Der Trend zu größeren, leistungsstarken Speichern in der Nähe von großen Umspannwerken kann auch bei netzdienlichem Einsatz notwendigen Netzausbau im Verteilnetz nur selten reduzieren, sondern verursacht in Einzelfällen sogar zusätzlichen Netzausbau.
- Hilfreich für Verteilnetze wären Speicher, die dezentral und erzeugungsnah Energie einspeichern, solange Energieüberschuss herrscht und diese bedarfsgerecht wieder abgeben. Optimal wären 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. Dann gäbe es für VNB erst gar keinen Anlass, auf Speicher als Flexibilitätsinstrument zuzugreifen.

Für den NAP wurden bekannte Großspeicherprojekte bei MITNETZ STROM einer Einschätzung der Umsetzungswahrscheinlichkeit unterzogen und bei positiver Wertung berücksichtigt.

Kleinspeicher, wie sie zunehmend 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. Alles andere hätte in der verfügbaren Zeit nicht leistbare Detailabstimmungen nach sich gezogen und viel Aufwand und Mühe bedurft, unterschiedlichste Prognosen und Zeitpunkte auf- und miteinander abzustimmen.

Für die Gebiete der nicht vorlageverpflichteten VNB wurde lediglich die Vereinfachung vorgenommen, dass die prognostizierten Leistungen auf die bestehenden Übergabepunkte projiziert wurden.

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

Gleichzeitigkeiten verringern sich, je größer das betrachtete Netzgebiet ist. Um den Bedarf an HÖS/HS-Transformatoren für die beiden auslegungsrelevanten Berechnungsfälle zu ermitteln, wurden die angesetzten Leistungen daher noch einmal mit dem Faktor 0,9 reduziert.

Netzausbauplanung

Vorgehen

Aus den Prognosen des Regionalszenarios ist erkennbar, dass bis 2045 der Leistungsbezug und die Einspeisung erheblich zunehmen werden. Solange Speicher im Verteilnetz nicht erzeugungsnah eingesetzt werden um Energie bedarfsgerecht ein- und auszuspeichern, entstehen zwei auslegungsrelevante Fälle:

1. Starklast mit wenig bis keine Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen (die „Dunkelflaute“). Im Verteilnetz entsteht dabei ein gerichteter Lastfluss von der Netzschnittstelle zum Übertragungsnetz und den wenigen kontinuierlich verfügbaren Erzeugungsanlagen im Verteilnetz zu den Bezugsanlagen, die sehr überwiegend im NS- und MS-Netz angesiedelt sind.
2. Schwachlast mit starker Einspeisung aus vor allem erneuerbaren Energiequellen. Es entsteht ebenfalls ein starker gerichteter Lastfluss aus den im gesamten Netz verteilten (dezentralen) Erzeugungsanlagen zu den Schnittstellen mit dem Übertragungsnetz. Bereits heute wird im Netz der MITNETZ STROM regelmäßig viel mehr Energie eingespeist als verbraucht.

Abbildung 2 veranschaulicht das deutlich. Die Anforderungen an die beiden auslegungsrelevanten Fälle werden deutlich steigen. Das Verteilnetz muss so dimensioniert werden, dass beide Fälle entsprechend den festgelegten Planungsgrundsätzen beherrscht werden.

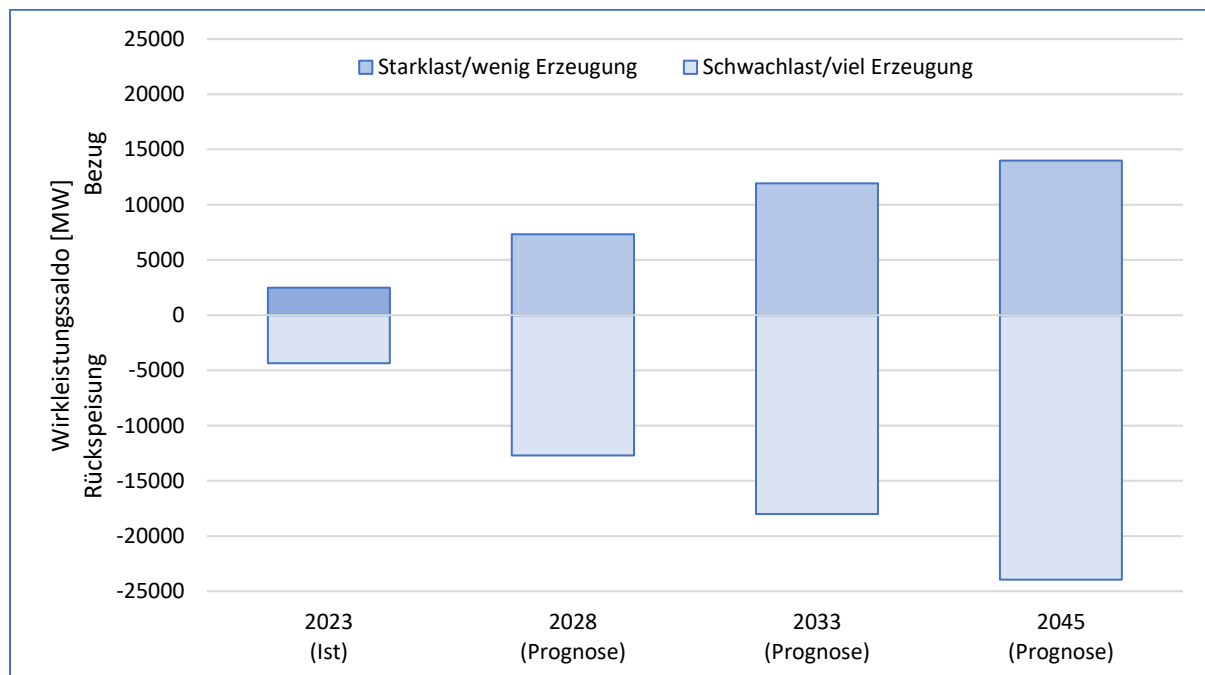


Abbildung 2: auslegungsrelevantes Wirkleistungssaldo an den Schnittstellen zum Übertragungsnetz

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.

Einige nachgelagerte VNB betreiben ein eigenes HS-Netz. Änderungen in den Netzen führen regelmäßig zu Wechselwirkungen mit dem vorgelagerten HS-Netz. In diesen Fällen wurden die Ausbauplanungen eng zwischen den beteiligten VNB abgestimmt.

Mittelspannungsnetz und Umspannung MS/NS

Engpassregionen

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 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 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 MS-Leitungen in den Landkreisen des Netzgebietes der MITNETZ STROM im jeweiligen Prognosejahr rechnerisch überlastet sind und durch zusätzliche MS-Leitungen entlastet werden müssen. Gleiches gilt für die ONS, bezogen auf die darin verbauten Transformatoren.

Ausbaumaßnahmen

Wie bereits angemerkt, sind Aussagen zu konkreten Netzausbaumaßnahmen auf Basis einer unsicheren Prognose nicht zweckmäßig. Darüber hinaus ist eine detaillierte Netzausbauplanung für das ausgedehnte MS-Netz der MITNETZ STROM in der vom Gesetzgeber vorgesehenen Zeit nicht möglich. Es wird deshalb angenommen, dass des dem Gesetzgeber vorrangig um Aussagen zum erwarteten Gesamtumfang notwendiger Netzausbaumaßnahmen im MS-Netz geht.

Hinzu kommt, dass Baumaßnahmen im MS-Netz 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 MS-Netz kann daher direkt und kurzfristig reagiert werden.

Für den Netzausbauplan erfolgt deshalb eine aggregierte Darstellung der Baumaßnahmen im MS-Netz, auch für den Zeitraum bis 2028. Im ausgedehnten 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. Jeden Tag werden neue Maßnahmen begonnen und es werden täglich Projekte zum Abschluss gebracht.

Für längerfristige Aussagen zum notwendigen Ausbaufumfang 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 MS-Netz erfolgt erst im Rahmen von Erneuerungsmaßnahmen oder wenn Engpässe real auftreten, z.B. durch Anschlussanmeldungen von Erzeugungs- oder Bezugsanlagen.

Zeitraum	Maßnahmen	geschätzte Menge	geschätzte Kosten
bis 2028	MS-Leitungen	3.632 km	544 Mio.€
	ONS	5.575	612 Mio.€
2029 bis 2033	MS-Leitungen	4.328 km	650 Mio.€
	ONS	4.414	470 Mio.€
2034 bis 2045	MS-Leitungen	10.700 km	1.600 Mio.€
	ONS	11.000	1.180 Mio.€

Tabelle 2: Zusammenfassung des ermittelten Maßnahmenumfangs im MS-Netz der MITNETZ STROM

HS-Netz und Umspannung HS/MS

Engpässe

Das HS-Netz wurde einer detaillierten Analyse unterzogen und Engpässe betriebsmittelkonkret ermittelt. Die geografische Verteilung der ermittelten Engpässe ist der Anlage 2 zu entnehmen.

Auch für das Hochspannungsnetz gilt, dass aufgrund der bereits thematisierten Prognoseunsicherheiten bei Freiflächen-PVA, Windenergieanlagen, Punktlasten und Batteriespeichern auch die ermittelten Engpässe einer Unsicherheit unterliegen. Schon einzelne Neuansmeldungen können neue oder andere Engpässe hervorrufen.

Ausbaumaßnahmen

Notwendige Ausbaumaßnahmen wurden unter Anwendung des NOVA-Prinzips (Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau) ermittelt. So wurde 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 Leiterseilwechsel auf HTLS 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.

Zeitraum	Maßnahmen	geschätzte Menge	geschätzte Kosten
bis 2028	Leitungen	749 km	801 Mio €
	UW	68	218 Mio €
2029 bis 2033	Leitungen	567 km	574 Mio €
	UW	54	307 Mio €
2034 bis 2045	Leitungen	522 km	412 Mio €
	UW	60	400 Mio €

Tabelle 3: Zusammenfassung des ermittelten Maßnahmenumfangs im HS-Netz der MITNETZ STROM

Schnittstelle HöS/HS-Netz

Engpässe

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).

Ausbaumaßnahmen

Die Transformatoren an den Übergabestellen zwischen HöS und HS-Netz stehen im Eigentum des ÜNB. Die Notwendigkeit von Ausbaumaßnahmen an dieser Schnittstelle wird jedoch maßgeblich vom Geschehen im nachgelagerten Verteilnetz bestimmt. Für diese Schnittstellen wurde daher der Bedarf an HöS/HS-Transformatoren entsprechend der Vorgaben des ÜNB ermittelt.

Investitionen in die HS-Anlagen der HöS/HS-Schnittstellen sind in Tabelle 3 enthalten. Die Kostentragungspflicht für HöS/HS-Transformatoren (Eigentum des ÜNB) ist projektspezifisch differenziert zu betrachten und jeweils zwischen MITNETZ STROM und 50Hertz zu vereinbaren. Auf eine Kostenangabe für den notwendigen Zubau von HöS/HS-Transformatoren wird deshalb hier verzichtet.

Um die zahlreichen zusätzlichen Transformatoren in das Netz integrieren zu können und die notwendigen Netzausbaumaßnahmen zu optimieren, sind mehrere zusätzliche Standorte von HöS/HS-UW notwendig.

Zeitraum	Anzahl zusätzlicher HöS/HS-UW	zusätzliche Transformatorleistung
bis 2028	4	+ 6.850 MVA
2029 bis 2033	6	+ 10.870 MVA
2034 bis 2045		+4.950 MVA

Tabelle 4: Maßnahmen an den Schnittstellen HöS/HS

Eine detaillierte Übersicht zum voraussichtlichen Bedarf an HöS/HS-Transformatoren im Netz der MITNETZ STROM ist in Anlage 4 enthalten.

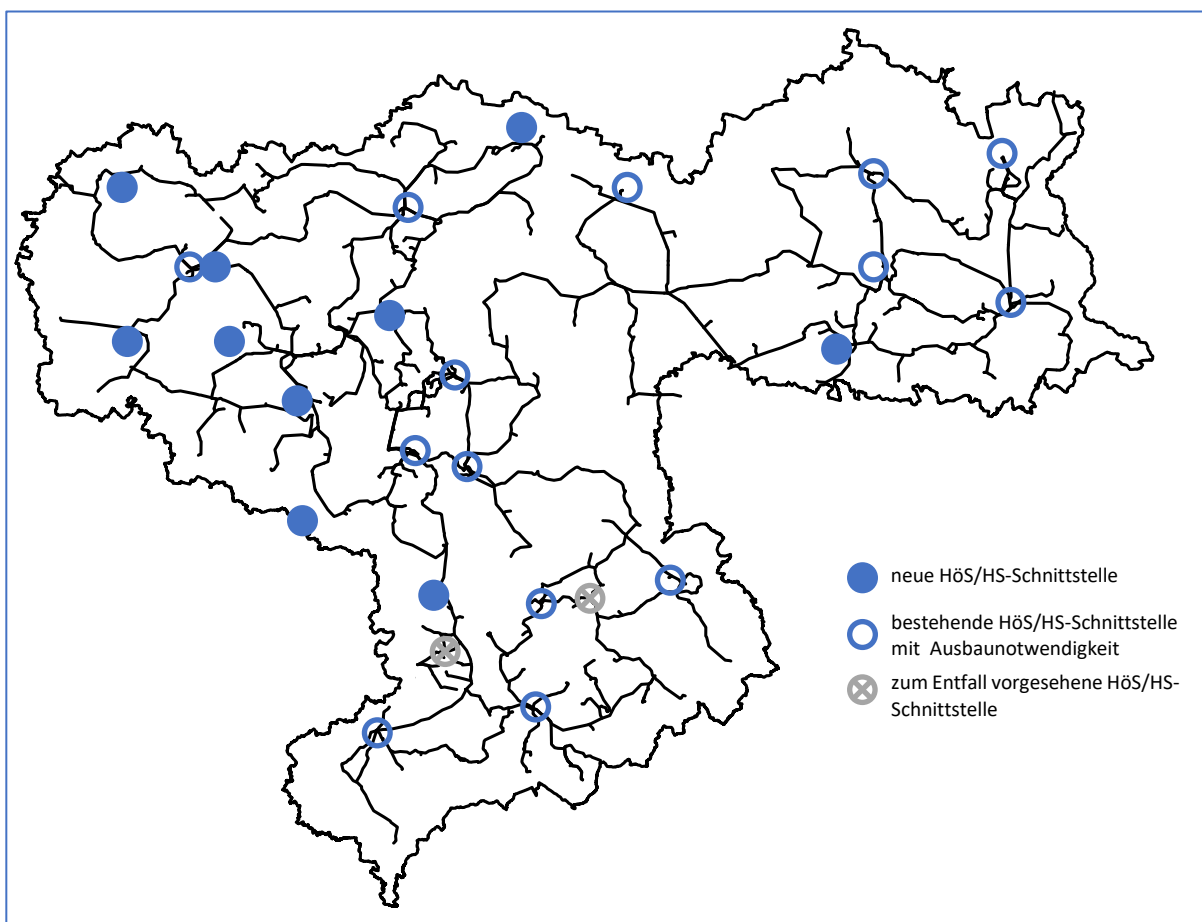


Abbildung 3: Übersicht zu Maßnahmen an HöS/HS-Schnittstellen

Entwicklung der Kurzschlussströme

Ein wesentliches Thema an den HöS/HS-Schnittstellen ist die Entwicklung der Kurzschlussströme. Die fast zwingende Tendenz zu immer größeren HöS/HS-Transformatoren und die immer größere Anzahl an Transformatoren pro Standort erhöht unweigerlich die Kurzschlussströme in den HS-Netzen. Hinzu kommen die kleinen, aber in ihrer Vielzahl trotzdem wirksamen Kurzschlussstrombeiträge der dezentralen Erzeugungsanlagen. Betroffen sind vor allem die HöS/HS-Schnittstellen und Anlagen in räumlicher Nähe dazu. Bei MITNETZ STROM wurde bereits vor einigen Jahren der Dimensionierungsstandard für die Kurzschlussfestigkeit von HS-Schaltanlagen erhöht, Netztopologien (HS-Netzgruppen) angepasst und Schaltzustände geändert.

Mit dem notwendigen weiteren massiven Zubau von HöS/HS-Transformatoren und neuen HöS/HS-Schnittstellen treten an den HS-Sammelschienen perspektivisch subtransiente Kurzschlussströme bis zu 60 kA auf. Auf die Entwicklung kann reagiert werden mit:

Maßnahme	Wertung
Bildung neuer, kleinerer Netzgruppen	suboptimale Lastflüsse, Einbußen bei der Versorgungszuverlässigkeit → zusätzlicher Netzausbau notwendig
Einsatz kurzschlussstrombegrenzender Betriebsmittel	sehr kostenintensiv, hoher Platzbedarf, betriebliche Einschränkungen
Dimensionierung der HS-Schaltanlagen für höhere Kurzschlussströme	möglich bei planmäßig zu ersetzenden Schaltanlagen, sofern entsprechende Betriebsmittel verfügbar, ansonsten sehr kostenintensiv.
Einsatz von HöS/HS-Transformatoren mit höherer Kurzschlussspannung	mit dem ÜNB zu diskutieren, grundsätzlich nur für neue Transformatoren denkbar

Table 5: Grobvergleich kurzschlussstrombegrenzender Maßnahmen

Im vorliegenden NAP stand die Thematik nicht im Fokus und muss in den folgenden NAP einer genaueren Betrachtung unterzogen werden. MITNETZ STROM wird im Vorfeld mit dem ÜNB die Möglichkeit diskutieren, die stetige Zunahme der Kurzschlussströme durch den Einsatz anderer Transformatoren zu begrenzen.

Ableitungen aus den Ergebnissen

Betriebsmittel im Stromnetz haben im Vergleich zu Betriebsmitteln in den meisten Industriezweigen eine sehr lange Lebensdauer. Transformatoren, Ortsnetzstationen und Umspannwerke werden üblicherweise 40 bis 50 Jahre alt, bevor ein Ersatz ansteht. Im Leitungsnetz sind die erwarteten Lebensdauern noch deutlich länger. Es gehört deshalb zu den Kernaufgaben jedes VNB, langfristige Anforderungen an die Aufgaben des Verteilnetzes abzuschätzen und frühzeitig Entscheidungen zu treffen, die einen vorfristigen Ersatz der langlebigen Betriebsmittel vermeiden.

Bei MITNETZ STROM wurden deshalb bereits vor der gesetzlichen Anforderung zur Erstellung eines Netzausplanes Langfristprognosen erstellt und daraus Grundsatzentscheidungen für den Betriebsmitteleinsatz im MS-Netz abgeleitet. Dazu gehören u.a.

- Erhöhung des Standardquerschnitts für NS-Kabel
- Erhöhung des Standardquerschnitts für MS-Kabel
- Einsatz leistungstärkerer Ortsnetztransformatoren
- Verdichtung des Ortnetzstationsbestands
- flächendeckender Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren im 20-kV-Netz
- Einsatz innovativer Technologien zur Spannungsregelung in HS/MS-Transformatoren
- Auslegung neuer bzw. erneuerter UW für den Einsatz von Transformatoren bis 80 MVA

- Bau zusätzlicher Reservezellen bei der Erneuerung von MS-Schaltanlagen in UW

Diese bereits in den letzten 1-2 Jahren getroffenen Festlegungen wurden mit den Ergebnissen des aktuellen NAP abgeglichen und bestätigt.

Die Ergebnisse des NAP zeigen für das HS-Netz den Bedarf,

- zahlreiche Bestandsleitungen mit stärkerer Dimensionierung als bisher zu ersetzen,
- Leitungen auf neuen Trassen zu errichten,
- in zahlreichen UW größere bzw. zusätzliche Transformatoren zu installieren,
- zusätzliche UW an neuen Standorten zu bauen.

Die tatsächliche Notwendigkeit dieser Maßnahmen ist durch die bereits thematisierten Prognoseunsicherheiten ebenfalls nicht sicher. Wesentlicher Treiber der eruierten HS-Maßnahmen ist die Einspeisung aus Windenergieanlagen und Freiflächen-PVA, wobei letztere besonders hohe Prognoseunsicherheiten hat. Das undifferenzierte Umsetzen aller ermittelten Netzausbaumaßnahmen würde ein großes Risiko bergen, Fehlinvestitionen vorzunehmen und ist weder personell noch von den verfügbaren Kapazitäten auf dem Markt leistbar. Geplant ist ein differenziertes Vorgehen:

- 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 erstmalig 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.

Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen

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 die Blindleistung, wobei die marktlich zu beschaffende Blindleistung im Mittelpunkt steht.

Die Ermittlung des Blindleistungsbedarf 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 angesetzt mit nur geringer Erzeugung.

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. Die Beschaffung soll aus heutiger Sicht vollständig über den noch zu etablierenden Markt für Blindleistung erfolgen.

	2028	2033	2045
spannungserhöhender (kapazitiver) Blindleistungsbedarf	1.950 Mvar	3.570 Mvar	4.840 Mvar
spannungssenkender (induktiver) Blindleistungsbedarf	436 Mvar	268 Mvar	377 Mvar

Tabelle 6: marktlich zu beschaffender maximaler Blindleistungsbedarf

Flexibilitätsdienstleistungen, Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen

Um Engpässe im Verteilnetz durch Flexibilitätsdienstleistungen wirksam zu vermeiden oder zu mildern 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.

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.

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.

Fazit

Der vorliegende NAP zeigt auf, welche Netzausbaumaßnahmen notwendig wären, falls die im Regionalszenario 2023 aufgezeigte Entwicklung eintritt. Die ermittelten Netzausbaumaßnahmen wurden entsprechend der Intension des Gesetzgebers und der Vorgabe der BNetzA in der Maßnahmenliste (Anlage 2) 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. Bei einigen Punkten (z.B. Entwicklung des Wärmepumpenbestands) ist bereits heute klar, dass die Entwicklung nicht so eintreten wird, wie im Regionalszenario angenommen.

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.

Anlage 1 Engpässe im MS-Netz

Die Tabelle gibt an, wieviel Prozent des heutigen MS-Leitungsnetzes (MS-Ltg) bzw. der aktuell eingebauten Ortsnetztransformatoren (ONT) der MITNETZ STROM im jeweiligen Landkreis und im jeweiligen Prognosejahr rechnerisch überlastet sind, unter der Annahme, dass die im Regionalszenario beschriebene Prognose eintritt.

	bis 2028		bis 2033		bis 2045	
	MS-Ltg	ONT	MS-Ltg	ONT	MS-Ltg	ONT

Brandenburg

Cottbus (KS)	100	27	100	46	100	59
Dahme-Spreewald	67	34	100	41	100	49
Elbe-Elster	36	28	48	39	85	49
Oberspr.-Lausitz	4	30	8	38	28	45
Spree-Neiße	16	27	30	36	49	45
Teltow-Fläming	100	35	100	44	100	49

Sachsen

Bautzen (LK)	28	24	43	34	59	45
Chemnitz (KS)	100	43	100	53	100	62
Erzgebirgskreis	72	32	100	41	100	51
Görlitz (LK)	2	30	3	47	10	60
Leipzig (LK)	32	30	51	41	82	49
Mittelsachsen	22	27	36	40	54	52
Nordsachsen	12	29	24	39	43	46
Vogtlandkreis	64	25	68	33	81	42
Zwickau (LK)	63	40	81	48	100	62

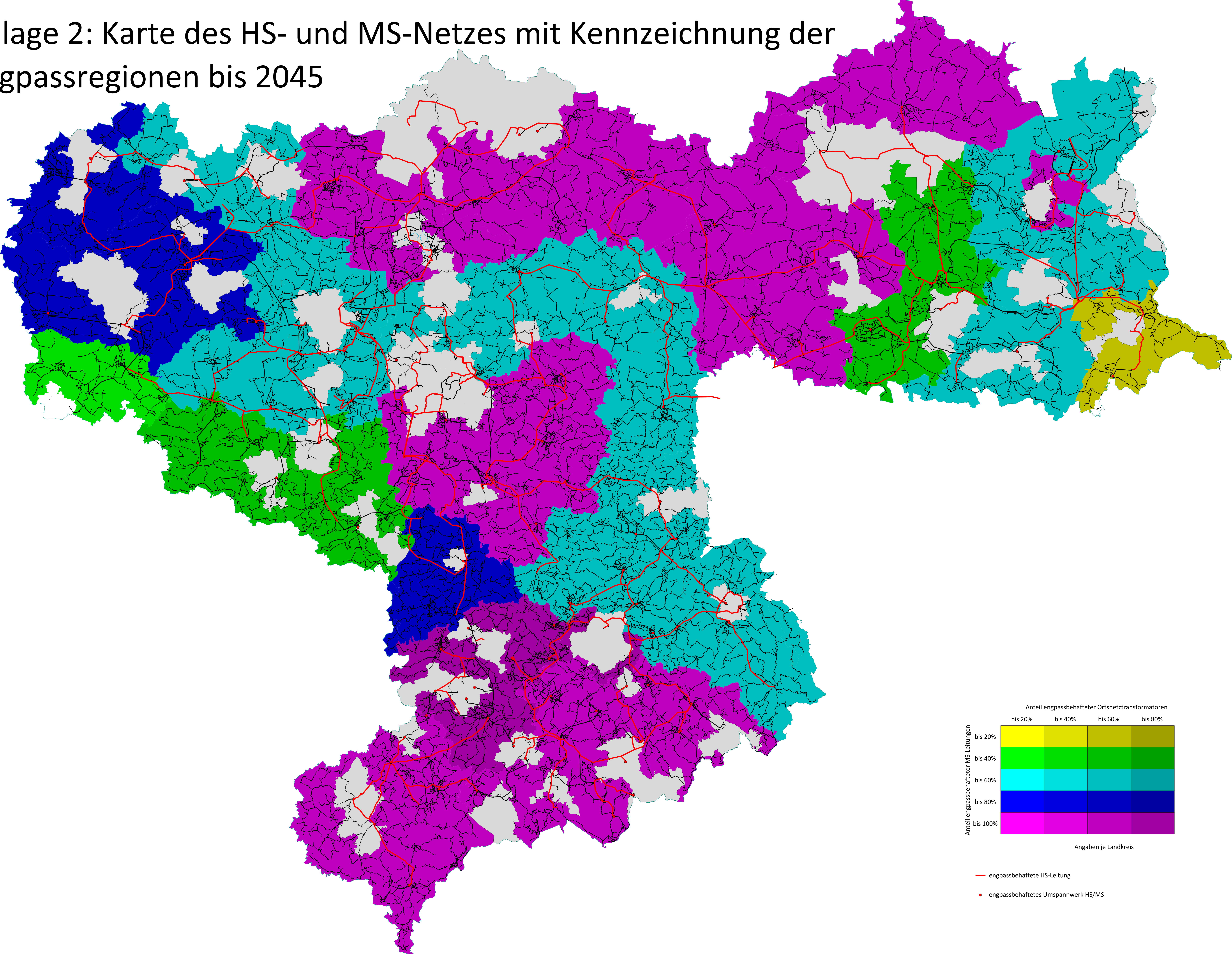
Sachsen-Anhalt

Anhalt-Bitterfeld	28	23	50	33	86	41
Burgenlandkreis	4	24	14	33	24	46
Harz	15	27	30	37	72	45
Mansfeld-Südharz	22	30	41	38	75	47
Saalekreis	16	24	30	36	60	47
Salzlandkreis	11	24	26	36	49	47
Wittenberg (LK)	7	24	17	35	47	46

Thüringen

Altenburger Land	21	26	35	36	64	47
Kyffhäuserkreis	11	20	22	28	34	40

Anlage 2: Karte des HS- und MS-Netzes mit Kennzeichnung der Engpassregionen bis 2045



Anlage 4: Transformatorenbedarf in den HöS/HS-Schnittstellen

bestehende Schnittstellen	Mindestbedarf ohne planerische Ausnutzung therm. Reserven			
	Bestand	bis 2028	bis 2033	bis 2045
UW Altdöbern	2x 400 MVA	2x 400 MVA	4x 400 MVA	4x 400 MVA
UW Crossen	2x 200 MVA	2x 200 MVA	2x 200 MVA	entfällt
UW Eula	1x 200 MVA, 1x 300 MVA	2x 400 MVA, 1x 300 MVA	2x 400 MVA, 2x 300 MVA	2x 400 MVA, 3x 300 MVA
UW Freiberg/Nord	1x 300 MVA	3x 300 MVA	4x 400 MVA	5x 400 MVA
UW Graustein	1x 250 MVA, 2x 300 MVA	1x 250 MVA, 2x 300 MVA	2x 300 MVA, 2x 400 MVA	2x 300 MVA, 2x 400 MVA
UW Herlasgrün	3x 160 MVA	3x 160 MVA	3x 200 MVA (220 kV)	5x 400 MVA
UW Jessen/Nord	2x 300 MVA	3x 300 MVA	4x 300 MVA	4x 300 MVA
UW Klostermansfeld	1x 250 MVA, 2x 400 MVA	4x 400 MVA, 1x 300 MVA	4x 400 MVA, 1x 300 MVA	4x 400 MVA, 1x 300 MVA
UW Lauchstädt	1x 250 MVA, 3x 300 MVA	1x 250 MVA, 3x 300 MVA	1x 250 MVA, 4x 300 MVA	5x 300 MVA
UW Marke	3x 300 MVA	4x 300 MVA	4x 400 MVA	5x 300 MVA
UW Niederwiesa	2x 200 MVA	2x 200 MVA	entfällt	entfällt
UW Preilack	2x 250 MVA	2x 250 MVA	2x 250 MVA, 1x 400 MVA	2x 250 MVA, 1x 400 MVA
UW Pulgar	1x 250 MVA, 2x 300 MVA	1x 250 MVA, 2x 300 MVA	1x 400 MVA, 2x 300 MVA	1x 400 MVA, 2x 300 MVA
UW Ragow	2x 300 MVA, 1x 400 MVA	2x 300 MVA, 2x 400 MVA	2x 300 MVA, 2x 400 MVA	2x 300 MVA, 3x 400 MVA
UW Röhrsdorf	2x 200 MVA, 1x 300 MVA	1x 200 MVA, 2x 300 MVA	2x 400 MVA, 2x 300 MVA	2x 400 MVA, 3x 300 MVA
UW Taucha	2x 250 MVA	2x 400 MVA	2x 400 MVA	3x 400 MVA
UW Zwönitz	2x 200 MVA	2x 400 MVA	3x 400 MVA	4x 400 MVA
zusätzliche Schnittstellen				
UW Braunsbedra (Leuna)		4x 400 MVA	4x 400 MVA	4x 400 MVA
UW bei Sangerhausen			3x 400 MVA	4x 400 MVA
UW Querfurt (geplant)		2x 400 MVA	3x 400 MVA	3x 400 MVA
EEG-UW bei Klostermansfeld			2x 400 MVA	3x 400 MVA
UW im Raum Eisenberg/Zeitz			3x 400 MVA	3x 400 MVA
UW im Raum Wittenberg			3x 400 MVA	3x 400 MVA
UW im Raum Quedlinburg/Frose			3x 400 MVA	3x 400 MVA
UW im Raum Lauchhammer		2x 400 MVA	2x 400 MVA	2x 400 MVA
UW Gößnitz			2x 300 MVA	4x 300 MVA
UW Delitzsch/West		2x 400 MVA	3x 400 MVA	3x 400 MVA