

NETZAUSBAUPLAN 2024 der WEMAG Netz GmbH

Informationen zum Zustand und Ausbau des Netzes
gemäß § 14 Abs. 2 i. V. m. § 14d EnWG

Schwerin, 30.04.2024



Impressum

WEMAG Netz GmbH
Obotritenring 40
19053 Schwerin

Kontakt

Tel.: 0385 755-30 22

Fax: 0385 755-23 11

E-Mail: kontakt@wemag-netz.de

www.wemag-netz.de

Inhalt

1	Einleitung.....	8
2	Planungsgrundlagen.....	9
2.1	Einordnung und Grenzen des Regionalszenarios.....	9
2.2	Aufdach-PV-Anlagen.....	10
2.3	Freiflächen-PV-Anlagen.....	11
2.4	Windenergie.....	11
2.5	Fern- und Prozesswärmeerzeugung.....	12
2.6	Biomasse.....	12
2.7	Wasserkraftanlagen.....	12
2.8	Haushalte/Gewerbe/Handel/Dienstleistungen.....	13
2.9	Elektromobilität.....	13
2.9.1	Heimladen/ öffentliches Laden/ Firmenladen.....	13
2.9.2	Depotladen.....	13
2.9.3	Autobahnladen.....	14
2.10	Dezentrale Wärmepumpen und Nahwärme.....	14
2.11	Elektrolyse.....	15
2.11.1	Onsite-Elektrolyse.....	15
2.11.2	Offsite-Elektrolyse.....	15
2.11.3	Punktlasten.....	15
2.12	Batteriespeicher.....	16
2.13	Berücksichtigung nachgelagerter VNB.....	17
2.14	Gleichzeitigkeitsfaktoren.....	17
2.15	Beschreibung der zukünftigen Versorgungsaufgabe.....	19
3	Netzausbauplanung.....	25
3.1	Vorgehen.....	25
3.2	Hochspannung.....	25
3.3	Mittelspannung.....	30
4	Bedarf an System- und Flexibilitätsdienstleistung.....	35
4.1	Systemdienstleistungen.....	35
4.2	Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG.....	35
5	Voraussetzungen für die erfolgreiche Umsetzung.....	36
6	Anhang.....	37
6.1	Detaillierte Auflistung der Maßnahmen Hochspannung 2023-2028.....	37
6.1.1	Leitungen.....	37
6.1.2	Standorte und Transformatoren.....	42

6.2	Detaillierte Auflistung der Maßnahmen Hochspannung 2029-2033	51
6.2.1	Leitungen	51
6.2.2	Standorte und Transformatoren	54
6.3	Detaillierte Auflistung der Maßnahmen Hochspannung 2034-2045	55
6.3.1	Leitungen	55
6.3.2	Standorte und Transformatoren	56
6.4	Detaillierte Auflistung der Maßnahmen Mittelspannung 2023-2028.....	57
6.5	Detaillierte Auflistung der Maßnahmen Mittelspannung 2029-2033.....	64
6.6	Detaillierte Auflistung der Maßnahmen Mittelspannung 2034-2045.....	68

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht Kennzahlen WEMAG Netz (Stand:31.12.2023)	8
Abbildung 2: Vergleich EE-Prognosen Netzgebiet WEMAG Netz von 2009 – 2023	10
Abbildung 3: Entwicklung der installierten Erzeugungsleistung und der maximal wirksamen Verbraucherlast im WNG-Netzgebiet bis 2045	24
Abbildung 4: Netzkarte des WNG-Hochspannungsnetzes mit heutigen Engpässen; vor Umsetzung aller derzeit (30.04.2024) im Bau und in der konkreten Planung befindlichen Maßnahmen	28
Abbildung 5: Berstende und geplante HöS-Verknüpfungspunkte.....	29
Abbildung 6: Netzkarte des WNG-Hochspannungsnetzes mit Engpässen bis 2045, nach Umsetzung aller derzeit (30.04.2024) im Bau und in der konkreten Planung befindlichen Maßnahmen	30
Abbildung 7: Netzkarte des WEMAG Hoch- und Mittelspannungsnetzes.....	32

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Gleichzeitigkeitsfaktoren wichtiger Erzeuger und Verbraucher.....	17
Tabelle 2: Übersicht installierte Erzeugungsleistung WNG (Stand Dezember 2023).....	19
Tabelle 3: Maßnahmen zur Engpassvermeidung in der Hochspannung 2034-2045, Leitungen.....	55
Tabelle 4: Maßnahmen zur Engpassvermeidung in der Mittelspannung 2029-2033, Leitungen.....	64
Tabelle 5: Maßnahmen zur Engpassvermeidung in der Mittelspannung 2029-2033, Standorte und Transformatoren	67
Tabelle 6: Maßnahmen zur Engpassvermeidung in der Mittelspannung 2034-2045, Leitungen	68
Tabelle 7: Maßnahmen zur Engpassvermeidung in der Mittelspannung 2034-2045, Standorte und Transformatoren	72

Abkürzungsverzeichnis

3D	dreidimensional
EE	Erneuerbare Energien
GW	Gigawatt
HS	Hochspannung
HöS	Höchstspannung
KI	Künstliche Intelligenz
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LoD2	Level of Detail 2(Bezeichnung für ein 3D-Gebäudemodell)
MS	Mittelspannung
MV	Mecklenburg-Vorpommern
MW	Megawatt
NS	Niederspannung
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PKW	Personenkraftwagen
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaik-Anlage
VNB	Verteilnetzbetreiber
WNG	WEMAG Netz GmbH

1 Einleitung

Die WEMAG Netz GmbH (WNG) ist ein regionaler Verteilnetzbetreiber in Mecklenburg-Vorpommern sowie Teilen Brandenburgs und Niedersachsens. Ihr Stromverteilungsnetz erstreckt sich über eine Fläche von rund 8.000 km² und hat eine Gesamtleitungslänge von ca. 16.000 Kilometer, was sie zu einem der größten deutschen Verteilnetzbetreiber in dieser Kategorie macht. Das Stromversorgungsnetz wird in den Spannungsebenen Hoch-, Mittel- und Niederspannung betrieben.

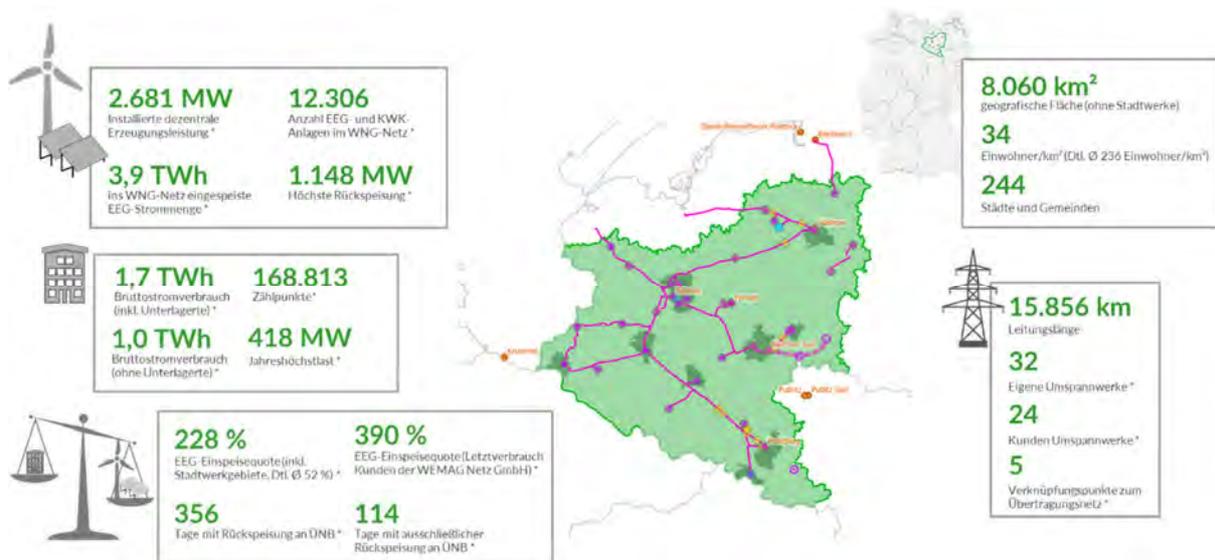


Abbildung 1: Übersicht Kennzahlen WEMAG Netz (Stand:31.12.2023)

Das Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH zeichnet sich durch eine niedrige Bevölkerungsdichte mit wenigen Ballungszentren und einer gleichzeitig starken und schnell anwachsenden Einspeisung aus Erneuerbaren Energien aus. Dabei ist es in den letzten Jahren gelungen, mehr als das sechsfache der Jahreshöchstlast an EE-Erzeugungsleistung erfolgreich in das Verteilnetz zu integrieren. Infolgedessen wurde im Jahr 2023 – unterlagerte Netzbetreiber bereits eingeschlossen – bereits mehr als das doppelte der im Versorgungsgebiet benötigten Energie aus dort installierten Erneuerbaren Energien gewonnen. An knapp einem Drittel aller Tage des Kalenderjahres 2023 hat die gesamte Region des Netzgebietes der WEMAG Netz durchgängig mehr Elektrizität erzeugt als verbraucht und infolgedessen 24 Stunden Energie an das Übertragungsnetz bereitgestellt.

Diese erfolgreiche Integration hat Ihrerseits zu einer hohen Netzauslastung durch Stromerzeugungsanlagen aus Erneuerbaren Energien geführt, bei der mit Blick auf weitere Integrationsschritte branchenüblichen Bauzeiten von 2-4 Jahren für EE-Anlagen 8–10-jährige Bauzeiten für Maßnahmen im Hochspannungsnetz gegenüberstehen. Im Rahmen des Netzausbauplans bleibt damit für die nächsten Jahre die zentrale Herausforderung der WEMAG Netz GmbH die anhaltend schnelle, sichere und nachhaltige Integration der Erneuerbaren Energien. Bereits heute liegt eine Antragslage von EE-Anlagen in Höhe von mehr als 20 GW Erzeugungsleistung vor. Die Teilfortschreibung der Regionalen Raumordnungspläne für die Ausweisung von 2,1 % Windvorranggebieten steht in Mecklenburg-Vorpommern noch aus und wird weitere, zusätzliche große Antragsleistungen hervorbringen.

Um dem zu begegnen, setzt die WNG nicht nur auf die konsequente Fortführung des konventionellen Netzausbaus mit einer angestrebten Verdreifachung der durchschnittlichen Netzinvestition in den nächsten Jahren, sondern auch auf innovative Netzkonzepte, um für ihre Kunden trotz hoher Auslastung möglichst zeitnahe Netzanschlussperspektiven in der Region bieten zu können.

2 Planungsgrundlagen

Zur Abstimmung der Netzausbauplanung kommen die 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. 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.

2.1 Einordnung und Grenzen des Regionalszenarios

Das Regionalszenario bildet auf Basis einer Reihe von Eingangsgrößen die Entwicklung zu definierten Zeitpunkten ab. Insbesondere für die langfristige Perspektive orientiert sich das Szenario dabei gemäß der gesetzlichen Vorgabe § 14d EnWG an den langfristigen Plänen der Bundesregierung zur Erreichung der Klimaneutralität.

Während die kurzfristigen Szenarien dabei beispielsweise durch Informationen zu konkreten Vorhaben unterlegt werden können, steigen für die langfristigen Szenarien damit die Unsicherheiten der Aussagen in späteren Jahren deutlich an und sind im Wesentlichen Hochrechnungen zur zukünftigen Entwicklung mit begrenzter Aussagekraft für spezifische lokale Entwicklungen. So ist beispielsweise in der Region Mecklenburg-Vorpommern der Prozess der Teilfortschreibung für die Ausweisung von 2,1 % Landesfläche für Windenergieanlagevorranggebieten zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Plans noch nicht abgeschlossen gewesen, was signifikanten Einfluss auf die räumliche Verteilung neuer Anlagen in der Region haben wird. Freiflächen-Photovoltaikanlagen, die im Netzgebiet der WEMAG Netz GmbH einen zunehmenden Anteil der Erzeugungsleistung ausmachen, können weitgehend frei allokiert werden und sind mit ihren vergleichsweise kurzen Realisierungszeiträumen auf lange Sicht mit Blick auf spezifische Standorte ohnehin schwer planbar.

Zudem geht das Szenario beispielsweise langfristig davon aus, dass neue Stromverbrauchstechnologien in ihrer Entwicklung weitgehend ungehemmt die politischen Zielvorgaben erreichen. Demgegenüber stehen allerdings bereits heute an vielen Stellen begrenzte Produktionskapazitäten, ein Fachkräftemangel im Installateursbereich und eine (mutmaßlich) der allgemeinen wirtschaftlichen Entwicklung sowie politischer Unsicherheiten geschuldete Investitionszurückhaltung vieler Kunden.

Ferner ist festzuhalten, dass die sich aus den einschlägigen Szenarien ergebenden EE-Prognose in den vergangenen Jahren in jeder Planungsrunde immer wieder zusätzliche Entwicklungen ausgewiesen haben. Einen überproportionalen Anstieg des zu erwartenden EE-Zubaus zeigen die Prognosen des Jahres 2021, welche von ca. 4,1 GW EE-Leistung in 2031, und des Jahres 2023, welche von ca. 11,4 GW EE Leistung in 2033 ausgeht. Diese Entwicklung ist maßgeblich auf die Anpassung politischer Rahmenbedingungen im Land MV und auf Bundesebene zurückzuführen und stellt in ihrer sprunghaften,

quantitativen Entwicklung eine neue Dimension der Herausforderung für die Netzplanung. Die Entwicklung der Prognose der installierten Leistung aus Erneuerbaren Energien für das Versorgungsgebiet der WEMAG Netz ist in der nachfolgenden Grafik dargestellt.

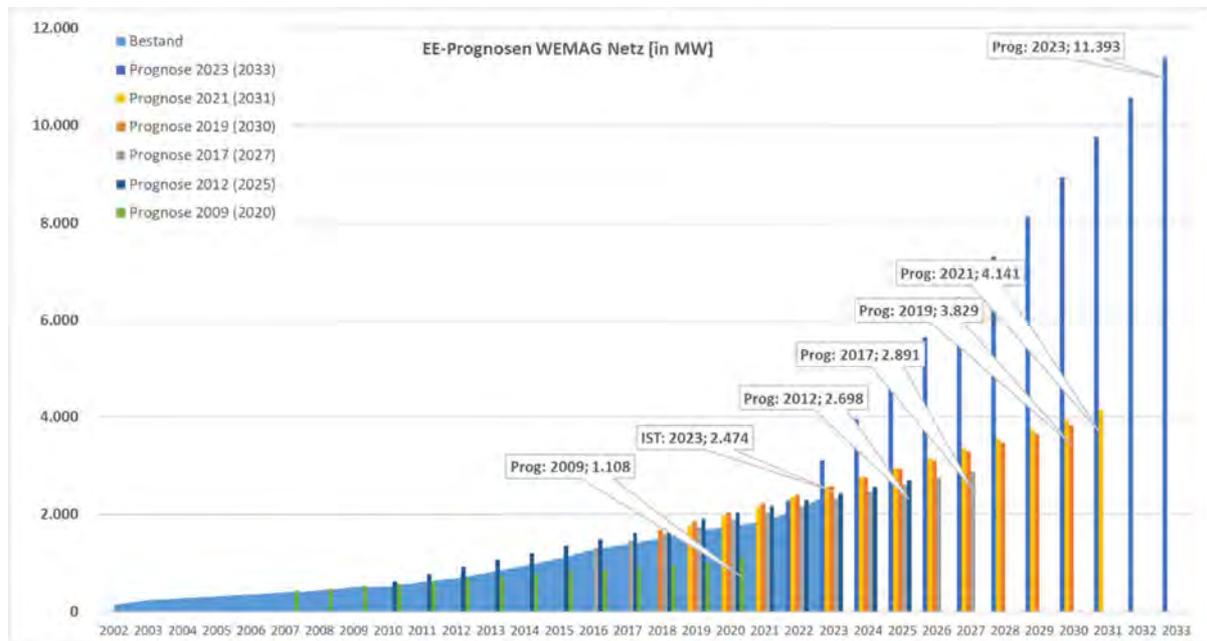


Abbildung 2: Vergleich EE-Prognosen Netzgebiet WEMAG Netz von 2009 – 2023

Vor dem Hintergrund dieser Einflussfaktoren muss auch das Regionalszenario als eine sich entwickelnde Prognose wahrgenommen werden, die – wie gesetzlich angelegt – alle 2 Jahre anhand neuer Erkenntnisse auf die tatsächlichen Entwicklungen angepasst werden muss. Die WEMAG Netz reichert dieses Grundgerüst mit eignen, netzbetreiberspezifischen Informationen an, um auf dieser Basis einen sicheren, vorausschauenden und effizienten Netzausbau sicherzustellen.

2.2 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 ein Nächster-Nähe-Ansatz gewählt, aus folgenden Gründen:

1. Die beiden beteiligten VNB vorliegende Datenbasis für die Niederspannungsnetze ist zu heterogen, um eine einheitliche Bearbeitung mit der vom Fraunhofer IEE (Dienstleister EE- und Lastprognose Planungsregion Ost) angewendeten Methodik zu gewährleisten.
2. Es war Ziel der beteiligten VNB, den Aufwand für eine Datenbereitstellung an das Fraunhofer IEE möglichst gering zu halten.

Die Netzgebiete der kleineren 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 berücksichtigt wurden Information mit welchem Umspannwerk (HS/MS) die jeweilige Netzstation verbunden sind und ob die

Station eine Ortsnetzstation (mit angeschlossenem Niederspannungsnetz) oder eine kundeneigene Station zur Versorgung eines einzelnen Objekts oder zum Anschluss einer Erzeugungsanlage ist. Um die Standorte der Ortsnetzstation wurden Voronoi-Polygone gebildet. Die prognostizierten Aufdach-PV-Anlagen innerhalb jedes Polygons wurde aufsummiert an die Ortsnetzstation 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 Ortsnetzstation und des Wetterjahres 2012 generiert. Das Wetterjahr 2012 bildet mit einem ausgeprägten Kälteeinbruch im Januar/Februar und zwei Hitzewellen im Juni und August Extreme dar, die für die Lastfälle (Kapitel 3.1), geeignete Annahmen bietet.

2.3 Freiflächen-PV-Anlagen

Die Prognosemethodik für Freiflächen-PV-Anlagen 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 Ortsnetzstation
- 300 kW bis 6.000 kW → Anschluss an das MS-Netz
- 6000 kW bis 15.000 kW → Anschluss an die MS-Sammelschiene des nächstgelegenen Umspannwerks
- größer 15.000 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.

2.4 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 6.000 kW → Anschluss an das MS-Netz
- 6.000 kW bis 15.000 kW → Anschluss an die MS-Sammelschiene des nächstgelegenen Umspannwerks
- größer 15.000 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 Windvorranggebiete sind für die kurz- bis mittelfristige Sicht eine sehr gute Grundlage zur Prognose von Windenergieanlagen. Allerdings werden die aktuell ausgewiesenen Windvorranggebiete nicht ausreichen, um den langfristig notwendigen Beitrag der Windenergie zur Klimaneutralität Deutschlands decken zu können. Neue Windvorranggebiete müssen deshalb in den nächsten Jahren ausgewiesen werden. Die entsprechende gesetzliche Grundlage wurde bereits im sogenannten Osterpaket geschaffen. Wo die neuen Windvorranggebiete ausgewiesen werden, kann nur im Rahmen der im Regionalszenario beschriebenen Methodik berücksichtigt werden. Grund hierfür ist die aktuelle Teilfortschreibung durch die Planungsverbände. Das Netzgebiet der WEMAG Netz ist hier von den Planungsverbänden Westmecklenburg und Region Rostock in Mecklenburg-Vorpommern und der Regionalen Planungsgemeinschaft Prignitz-Oberhavel in Brandenburg umfasst. Die Planungsverbände befinden sich zum Zeitpunkt der Erstellung des NAP in unterschiedlichen Beteiligungsstufen zur Fortschreibung.

2.5 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 zu erwarteten 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 auf die jeweils Mittelzentren im jeweiligen Landkreis verteilt, mit der Annahme, dass der Aufbau bzw. Ausbau eines Fernwärmenetzes am ehesten in diesen Städten kommt.

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.

2.6 Biomasse

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

2.7 Wasserkraftanlagen

Das natürliche Potenzial von Wasserkraftanlagen im Netzgebiet der WEMAG Netz gilt als weitgehend ausgeschöpft. Für den Netzausbauplan wurde daher die heutigen Bestandszahlen und Anlagenstandorte fortgeschrieben.

2.8 Haushalte/Gewerbe/Handel/Dienstleistungen

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 Ortsnetzstation bzw. jedes Umspannwerk mit dem jeweiligen Faktor multipliziert, um der erwarteten Entwicklung Rechnung zu tragen.

Die so ermittelten Standorte und installierte 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“.

2.9 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.

2.9.1 Heimpladen/ 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/Einwohner, zunehmende Nutzung des ÖPNV, mehr Carsharing abbilden, aber auch die höhere Kaufbereitschaft bei Pendlern.

Für das Heimpladen 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 Geo-Informationen der Region (insbesondere Gewerbegebiete) ermittelt.

Die so ermittelten Standorte und installierte 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“.

2.9.2 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 zum anderen da die Kosten des Ladens für die Fuhrparkbetreiber in den Depots deutlich niedriger sein werden.

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

Da keine georeferenzierten Daten von Betriebshöfen und Logistikdepots vorliegen, hat das Fraunhofer IEE zur Feinregionalisierung die Zulassungszahlen des Kraftfahrt Bundesamtes herangezogen und um unternehmensspezifische Häufungen korrigiert (z.B. Zulassungen von Fahrzeugen an den Hauptstandorten von Unternehmen, wie bei der Deutschen Post). Im Ergebnis liegen Prognosezahlen für das Depotladen je Gemeinde vor, die für die Netzberechnungen als Anschluss zum nächstgelegenen Umspannwerk berücksichtigt werden.

2.9.3 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.

2.10 Dezentrale Wärmepumpen und Nahwärme

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.

Die detaillierte Beschreibung der Regionalisierung von dezentralen Wärmepumpen und Nahwärme ist im Szenariorahmen beschrieben.

Durch das gewählte Modell liegen im Ergebnis adressscharfe Prognosen zu den erwarteten Einbauezeitpunkten 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 Ortsnetzstation projiziert.

Ein wesentlicher Eingangsparameter für das Prognosemodell ist die Gesetzeslage. Zum Zeitpunkt der Erstellung der Prognose in 2023 lag der erste Entwurf des 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 dürfte die vom Modell prognostizierte steile Anlaufkurve der nächsten Jahre etwas flacher verlaufen als im Regionalszenario angenommen.

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 nächste Iteration des Regionalszenarios bzw. des NAP wird auf die Entwicklung reagieren.

2.11 Elektrolyse

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

2.11.1 Onsite-Elektrolyse

Als Ergebnis der Regionalisierung liegen den VNB der Planungsregion erwartete installierte Leistungen und Lastzeitreihen je Landkreis vor. Die Feinregionalisierung war durch die VNB eigenständig vorzunehmen und ist im Rahmen der Netzberechnungen für den NAP im Hause WEMAG Netz vorgenommen worden. Für die Netzberechnung kommen sie als erzeugungsnahe Lasten zum Zeitpunkt starker Erzeugung aus erneuerbarer Energie zum Ansatz und haben somit eine reduzierende Wirkung auf die Netzbelastung. Entscheidend für die reduzierende die Dimensionierung der Elektrolyse ist die Dimensionierung das Analgen im Verhältnis zu der EE Anlage.

2.11.2 Offsite-Elektrolyse

Die Ergebnisse der Offsite-Elektrolyse wurden von Fraunhofer IEE bereits feinregionalisiert und können direkt in die Netzberechnung einfließen. Für die Offsite-Anlagen wird angenommen, dass diese zielgerichtet zu Zeitpunkten mit starkem Energieüberschuss im Einsatz sein.

2.11.3 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, teils einzelfallabhängigen (z.B. Fördergelder) 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 der WEMAG Netz grundsätzlich nicht veröffentlicht.

In den letzten Jahren häufen sich die Anschlussanfragen in der Netzregion der WEMAG Netz. Die dabei angefragten Leistungen übersteigen dabei 100 MW. 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.

2.12 Batteriespeicher

Batteriespeicher sind im Regionalszenario im Rahmen der Prognosen aus dem Szenariorahmen des NEP 2037 der Übertragungsnetzbetreiber 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 drei Aussagen ableiten:

- Projektentwickler suchen sich gezielt Standorte in unmittelbarer Nähe zu bestehenden Umspannwerken, 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 in der Regel bei 1:1 bis 1:2. Das heißt, bei 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. Bei letzterem kann insbesondere das Arbitrage trading zu einem schnellen Anfahren aller Arbeitspunkte eines Speichers führen, so dass die elektrischen Anschlusswerte als Einspeise- und Verbrauchsanlage erreicht werden. Hier kann für die Zwecke der Netzplanung keinerlei Fahrweise der Anlagen gesichert unterstellt werden. In aller Regel sind die Geschäftsmodelle der Speicherbetreiber den VNB nicht bekannt und können sich auch schnell ändern.

Daraus lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen.

- Die Einsatzzeiten von Batteriespeichern sind kaum vorauszuberechnen. Für die Anschlussbewertung konkurrieren Batteriespeicher gleichzeitig mit Erzeugungsanlagen und Lasten. Die beschriebene Antragslage von Erzeugungsanlagen im Netzgebiet führt zu einer Überzeichnung möglicher Anschlusspunkte im Netz.
- Dem Vorrang der EE-Anlagen gewährend, können Speichern heute kaum an mögliche freie Anschlusspunkte zugesagt werden, da insbesondere die Arbeitspunkte im Einspeisemodus zu Konkurrenzen führen. Für Batteriespeicheranlagen müssen somit auf den Kundenwunsch hin zusätzliche Netzkapazitäten errichtet werden. Aufgrund der kundenseitig relevanten Kostenbeteiligung bei der Errichtung von Netzkapazitäten entstehen heute nahezu keine größeren Speicheranlagen im Netzgebiet der WEMAG Netz. Ohne maßgebliche Änderungen dieser Mechanismen (Überlagerung von Erzeugung und Ausspeicherung von Energie) ist keine relevante Entwicklung im betrachteten Planungszeitraum abzuleiten.
- Eine wirksame Entlastung von Netzengpässen durch Batteriespeicher ist in absehbarer Zeit nicht zu erwarten. Die aktuellen Geschäftsmodelle der Betreiber berücksichtigen derzeit mangels Anreizes nicht die Auslastung des Verteilnetzes. Im Gegenteil, derzeit muss die Anschlussleistung von Speichern in der Netzplanung mangels verbindlicher netzdienlicher Vorgaben zum Einsatz oder nachhaltig gesicherter Eingriffsmöglichkeiten des Netzbetreibers immer als engpassverschärfend berücksichtigt werden. 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 reduziert notwendigen Netzausbau im Verteilnetz nicht, sondern verursacht in Einzelfällen sogar zusätzlichen Netzausbau.

- Hilfreich für Verteilnetze wären Speicher, die dezentral Energie im Kundennetz (vor dem Netzanschlusspunkt) einspeichern. So eingesetzte Energiespeicher können zum einen die Volatilität der EE-Anlagen glätten und zum anderen in Engpasssituationen einen Teil der Energiemengen, die sonst abgeregelt würden und für das Energieversorgungssystem verloren wären, einspeichern und zu engpassfreien Zeitpunkten abgeben. Dem Anschluss von geeignet dimensionierten Speichern in der Kundenanlage, mittlerer und großer EE –Anlagen, könnte ein Stabilitätsfaktor für den Betrieb von einspeisedominierten Energieversorgungsnetzen zugesprochen werden. Für den NAP wurden bekannte Großspeicherprojekte im Netz der der WEMAG Netz einer Einschätzung der Umsetzungswahrscheinlichkeit unterzogen und bei positiver Wertung berücksichtigt. Dies deckt nicht in vollem Umfang die Prognosezahlen des NEP ab. Da auch bei Speichern ein klarer Trend zu immer größeren Einheiten erkennbar ist, wird davon ausgegangen, dass die Differenz im Übertragungsnetz zum Anschluss kommt.

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

2.13 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. Diese Methode ermöglichte eine Abstimmung der Prognosen und auslegungsrelevanten Zeitpunkte und die Abbildung einheitlicher Berechnungsparameter.

Für die Gebiete der nicht vorlageverpflichteten VNB wurde Vereinfachung vorgenommen und die prognostizierten Leistungen auf die bestehenden Übergabepunkte projiziert.

2.14 Gleichzeitigkeitsfaktoren

Wie bereits beschrieben, wurden durch das das Fraunhofer Institut stundenscharfe Jahreslastgänge für relevante Technologien und Sektoren erstellt.

Tabelle 1: Gleichzeitigkeitsfaktoren wichtiger Erzeuger und Verbraucher

	Lastfall	Erzeugungsfall
Residuallast	0–9 - 1,0	0,3 – 0,4
Windenergie	0	0,6 – 0,8
Photovoltaik (Modulleistung)	0	0,8
Elektromobilität (Nachtladen)	0,1 – 0,15	0,1
Elektromobilität (Tagladen normal)	0,6 – 0,8	0
Elektromobilität (Schnellladen)	0,95	0
Wärmepumpen	0,7 – 0,8	0,03

Daraus konnten zwei auslegungsrelevante Netznutzungsfälle (Starklast und maximale Einspeisung) identifiziert werden. Die entsprechenden Leistungswerte wurden mit der folgenden Granularität ermittelt:

- 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

Es ist zu erkennen, dass die hohen Gleichzeitigkeiten insbesondere durch die „neuen“ Lasten Elektromobilität und Wärmepumpen im Lastfall sehr hoch angenommen werden müssen. Damit ergibt sich eine hohe Residuallast für den Lastfall, also eine hohe zeitgleiche Verbraucherlast im Netzgebiet.

2.15 Beschreibung der zukünftigen Versorgungsaufgabe

Bereits heute ist die Netzsituation im WEMAG-Netz von einer hohen Durchdringung mit Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien (EE-Anlagen) gekennzeichnet. Die folgende Tabelle spiegelt diese wider.

Tabelle 2: Übersicht installierte Erzeugungsleistung WNG (Stand Dezember 2023)

Energieträger	Installierte Leistung in kW	
	PV-Freifläche	911.768
PV-Aufdach	304.846	
Wind	1.307.580	
Klärgas	100	
Wasser	2.900	
Biomasse	145.772	
Deponiegas	307	
KWK	7.777	
Summe	2.681.050	

In der Bewertung wird deutlich, dass, summiert über alle Spannungsebenen, die Wind- und PV-Anlagen den substantiell größten Anteil an installierter Erzeugungsleistung stellen. Die größte Energieträgersparte sind Windenergieanlagen mit 1,3 GW vor PV-Freiflächen-Anlagen (912 MW). und PV-Aufdach-Anlagen (305 MW). Im Netzgebiet der WEMAG Netz kumulieren sich die Sparten Windenergie und Photovoltaik zu einer angeschlossenen Leistung von 2,5 GW; In Summe sind ~ 2,7 GW an dezentraler Erzeugungsleistung angeschlossen, was ca. dem 6,4-fache die heutige Spitzenlast von 418 MW entspricht. Daraus resultieren bereits heute große Herausforderungen, um die ins Netz eingespeiste Leistung sicher zu den Verknüpfungspunkten zum Übertragungsnetz zu transportieren.

Dieser Leistungstransport zu den Netzverknüpfungspunkten zum Übertragungsnetz wird in den nächsten Jahren der größte Treiber für die anzugehenden Netzverstärkungs- und -Ausbaumaßnahmen sein.

Die auf Grundlage des Regionalszenarios antizipierte Erzeugerstruktur für die Jahre 2028, 2033, 2045 kann der folgenden Tabelle entnommen werden:

Tabelle 3: Laut Regionalszenario erwartete installierte Erzeugungsleistung aus Erneuerbaren Energien im WNG-Netzgebiet

Jahr		2028		2033		2045	
Spannungsebene		Hochspannung	Mittel- und Niederspannung	Hochspannung	Mittel- und Niederspannung	Hochspannung	Mittel- und Niederspannung
Installierte Leistung in kW							
Energieträger	PV-Aufdachanlage (< 300 kW)	0	797.154	0	1.102.679	0	1.588.354
	PV-Aufdachanlage (300-6.000 kW)	0	23.958	0	27.604	0	35.667
	PV-Freifläche (< 300 kW)	0	279	0	279	0	279
	PV-Freifläche (300-6.000 kW)	0	175.166	0	182.789	0	146.804
	PV-Freifläche (6.000-15.000 kW)	378.783	0	396.523	0	429.630	0
	PV-Freifläche (>15.000 kW)	2.687.616	0	5.395.253	0	8.609.131	0
	Wind (6.0–0 - 15.000) kW	193.610	0	140.440	0	195.820	0
	Wind > 15.000 kW	2.629.375	0	3.937.585	0	4.841.520	0
	Klärgas	0	100	0	100	0	100
	Wasser	1.290	927	1290	927	1290	927
	Biomasse	124.567	4.095	124.567	4.095	124.567	4.095
	Sonstige	85.526	0	85.526	0	85.526	0
Summe Netzebenen		6.100.767	1.001.679	10.081.184	1.318.473	14.287.484	1.776.226
Summe Gesamt		7.102.446		11.399.657		16.063.674	

Die Entwicklung der Erzeugerstruktur im WEMAG Netzgebiet ist durch einen starken Zuwachs an PV- und Windenergieanlagen geprägt.

Im Bereich der PV-Anlagen wurde zwischen Aufdach- und Freiflächenanlagen unterschieden. Diese wurden wiederum in verschiedene Leistungsklassen unterteilt, um den Netzausbaubedarf in den einzelnen Spannungsebenen ermitteln zu können.

Für PV-Aufdach-Anlagen wurden die Leistungsklassen < 0,3 MW und 0,3 MW – 6 MW gewählt. Der größte Zuwachs in diesem Technologiezweig wird bei kleineren Anlagen bis 300 kW mit Anschluss erwartet. Das Regionalszenario antizipiert eine installierte Leistung von 797 MW in 2028 und 1,6 GW im klimaneutralen Energiesystem 2045. Der Anteil von größeren Aufdachanlagen mit einer Nennleistung

von 0,3 – 6 MW, fällt im Vergleich dazu deutlich geringer aus und summiert sich auf ca. 36 MW im Jahr 2045.

Im Bereich der Freiflächenanlagen zeichnet sich ein gegenteiliger Trend ab. Hier steigt der Zubau (an installierter Leistung) mit größer werdender Anlagengröße. PV-Freiflächenanlagen wurden in Leistungsgrößen: < 0,3 MW, 0,3 MW – 6 MW, 6 MW – 15 MW und > 15 MW. Für Anlagen mit einer Leistung kleiner 0,3 MW wird kein weiterer Zubau erwartet. Für alle übrigen Leistungssegmente wird hingegen ein starker Zuwachs unterstellt. Der größte Anteil entfällt dabei auf Anlagen > 15 MW. Deren installierte Leistung wurde auf 5,4 GW in 2033 und 8,6 GW bis 2045 errechnet. Darin zeigt sich ein deutlicher Trend zum Errichten großer Freiflächen-PV-Parks. Ab 2033 werden PV-Freiflächenanlagen größer 15 MW somit deutlich die größte Energieträgersparte (nach installierter Leistung) im Netzgebiet der WEMAG Netz sein.

Eine ähnliche Entwicklung wird für die Errichtung von Onshore-Windenergieanlagen erwartet. Unterschieden wurde nach Parkgrößen zwischen 6 MW und 15 MW und Windparks größer 15 MW. Die Tendenz zur Errichtung größerer Anlagenparks ist auch hier erkennbar. Der Zubau im Leistungssegment zwischen 6 MW und 15 MW installierter Nennleistung soll bis 2028 im Wesentlichen abgeschlossen sein. Danach erfolgt bis 2045 nur noch ein geringes Wachstum um 194 MW auf 2033 und um 196 MW auf 2045. Der überwältigende Anteil der installierten Leistung, wird in Windparks größer 15 MW an das Netz angeschlossen. Dieser wird bei ca. 4 GW in 2033 und 4,8 GW in 2045 prognostiziert. Die Tendenz zur Errichtung immer größerer Anlagenparks ist also auch für den Energieträger Wind erkennbar.

Der Bestand an Klärgas, Biomasse, Wasser und Sonstige wurde für alle Stützjahre als konstant zum heutigen Wert angenommen. Diese Energieträger haben kaum Einfluss auf die identifizierten Netzausbaumaßnahmen in diesem Netzausbauplan.

Dem beschriebenen Anstieg an Erzeugungsleistung steht eine ebenfalls dynamische Entwicklung der Netzlast gegenüber. Die zu erwartenden Lastentwicklung (inkl. der nachgelagerten Netzbetreiber, z.B. Stadtwerke) für die NAP-Stützjahre kann der Tabelle auf der nächsten Seite entnommen werden. Hierbei sei angemerkt, dass die Tabelle 4 die reinen Werte für die installierten Leistungen im Netzgebiet zeigt. Die entsprechenden Gleichzeitigkeitsfaktoren sind darin noch nicht berücksichtigt.

Es wird eine Zunahme an elektrischer Last im WEMAG-Netzgebiet erwartet. Diese wird u.a. durch die Entwicklungen im Bereich der Elektromobilität und der Wärmepumpen getrieben und ist Ausdruck einer möglichen Entwicklung entsprechend der politischen Ziele. Diese starke Lastzunahme bildet einen größeren Unsicherheitsfaktor, da ein so deutlicher Zuwachs gerade in der historisch lastarmen Region des Netzgebietes der WEMAG Netz sehr ambitioniert scheint. Für den zu ermittelnden Netzausbau insbesondere in der Mittel- und Niederspannung ist ein so deutlicher Lastanstieg ein elementarer Faktor. Äquivalent zum Vorgehen bei der Erzeugungsentwicklung, wurden die einzelnen Lastkategorien in verschiedene Segmente unterteilt.

Im Bereich der Elektromobilität sind diese: Heimpladen, Firmenladen, öffentliches Laden, öffentliches Schnellladen. Da angenommen wurde, dass Lagepunkte für Elektroautos im Allgemeinen an die gleiche Spannungsebene angeschlossen werden, liegt der Vorteil dieser Unterteilung eher in einer besseren Abbildung der räumlichen Verteilung. Der größte Anteil der installierten Leistung fällt dabei auf das Heimpladen. Der Bedarf wird auf 324 MW in 2028, 501 MW in 2033 und 624 MW in 2045 berechnet. Die elektrische Last durch öffentliche Ladepunkte, inkl. Schnellladepunkte, im Jahr 2045 wird mit 173 MW prognostiziert.

Tabelle 4: Laut Regionalszenario erwartete installierte Verbraucherleistung im WNG-Netzgebiet (ohne Gleichzeitigkeiten)

Jahr		2028		2033		2045	
Spannungsebene		Hochspannung	Mittel- und Niederspannung	Hochspannung	Mittel- und Niederspannung	Hochspannung	Mittel- und Niederspannung
		Installierte Leistung in kW					
Verbraucherart	Elektrofahrzeuge, Heimpladen	0	324.027	0	500.852	0	624.272
	Elektrofahrzeuge, Firmenladen	0	15.459	0	37.488	0	57.198
	Elektrofahrzeuge, öffentliche Schnellladepunkte	0	7.950	0	20.850	0	39.150
	Elektrofahrzeuge, öffentliche Ladepunkte	0	33.528	0	80.212	0	134.222
	Wärmepumpen, Luft-Wasser	0	293.135	0	446.960	0	775.184
	Wärmepumpen, Erdsonden	0	76.896	0	86.932	0	94.255
	Wärmepumpen, Nahwärme	0	49.223	0	59.989	0	67.761
	Elektrolyse	0	0	0	0	1.378.799	0
	Depotladen schwerer Nutzfahrzeuge	26.228	0	61.939	0	106.827	0
	Depotladen, leichte Nutzfahrzeug	30.890	0	49027	0	55.743	0
	Autobahnladen, PKW	14.162	0	40.858	0	74.499	0
	Autobahnladen, LKW	102.166	0	136.858	0	160.370	0
	Bestand (gemessen)	398.416	0	398.416	0	398.416	0
Summe Netzebene		571.862	800.218	687.098	1.233.283	2.174.654	1.792.042
Summe Gesamt		1.372.080		1.920.381		3.966.696	

Insgesamt wird bis zum Jahr 2045 ein durch Elektromobilität getriebener, zusätzlicher elektrischer Lastbedarf von 855 MW erwartet.

Der zweite große Treiber für die Verbrauchsentwicklung ist der Einsatz von Wärmepumpen. Betrachtet wurden bei der Erstellung der Szenarien Luft-Wasser-Wärmepumpen, Erdsonden-Wärmepumpen und Wärmepumpen in Gebieten mit Nahwärme.

Der größte Anteil des Verbrauchsanstiegs entfällt dabei auf Luft-Wasser-Wärmepumpen. Bis zum Jahr 2028 wird mit einem Anschluss von 293 MW und bis zum Jahr 2045 von 775 MW gerechnet. Damit wäre diese Art der Wärmepumpen der größte Verbraucher im Netz.

Insgesamt wird ein durch Wärmepumpen bedingter zusätzlicher Lastanstieg auf ca. 937 MW bis 2045 erwartet.

Zusammen erhöhen Wärmepumpen und Ladepunkte für Elektrofahrzeuge die elektrische Verbraucherlast im WEMAG-Netz auf 1,8 GW im Jahr 2045. Dies allein ist der 4,5-fache Wert der heutigen maximalen Netzlast von ca. 400 MW. Trotz der erwarteten großflächigen Lastzunahme bleibt der Anschluss neuer EE-Anlagen der Haupttreiber für zukünftige Netzausbau- und verstärkungsmaßnahmen. Konkret steht dem erwarteten Lastzuwachs von 1,8 GW ein Zuwachs an volatiler Erzeugungsleistung von 16 GW gegenüber. Dennoch kann auch für die Verbraucher Netzausbau in signifikantem Umfang nötig sein, im Wesentlichen sind hier die Mittel- und Niederspannung betroffen.

Zusätzlicher Stromdarf entsteht auch durch den geplanten Anschluss weiterer Großkunden im Netzgebiet. Soweit entsprechende Vorhaben heute konkret geplant sind, wurden diese in der Netzplanung berücksichtigt, werden zur Wahrung von Geschäftsgeheimnissen hier aber nicht unmittelbar ausgewiesen.

Insgesamt ergibt sich für das Jahr 2045 folgendes Bild:

Es wird, auf Grund der zunehmenden Elektrifizierung der Wärmebereitstellung und des Verkehrs, ein starker Anstieg der im Netz installierten Last prognostiziert. Berücksichtigt man alle hier aufgelisteten Treiber, ergibt sich für das WEMAG-Gebiet eine installierte elektrische Leistung von bis zu 4 GW. Das stellt eine Verzehnfachung der heutigen maximalen Netzlast dar. Werden die entsprechenden Gleichzeitigkeitsfaktoren zur Anwendung gebracht, verringert sich dieser Wert zwar auf einen tatsächlichen Wirkleistungsbezug von 3,1 GW, beträgt aber immer noch das 7,5-fache der heutigen Maximallast. Es ist unklar, inwiefern aktuelle und zukünftige Entwicklungen wie Demand Side Management diese Gleichzeitigkeitsfaktoren beeinflussen und zu einer Reduzierung der Residuallast führen können. Ebenso kann nicht ausgeschlossen werden, dass zukünftig marktliche Impulse in einem zunehmen flexiblen und steuerbaren System von wirtschaftlich eigenoptimierten Einheiten zu deutlich höheren Gleichzeitigkeiten führen werden.

Sollte die im Regionalszenario antizipierte Dynamik der Lastenwicklung eintreten, wäre bereits im Jahr 2028 mit einem Bezug von ~1,0 GW, im Jahr 2033 mit 1,8 GW zu rechnen. Zu beachten ist dabei, dass diesen rechnerischen Lastwerten eine entsprechende Erzeugungsleistung gegenübersteht. Diese wurde bei den Netzberechnungen und folgenden Ausbaumaßnahmen berücksichtigt.

Nachstehende Grafik zeigt die Verhältnisse von installierter Leistung der EE-Erzeugung und der maximal im Jahr auftretenden Verbraucherlast aus, für das Basisjahr 2023 sowie die Prognoseschritte 2033 und 2045.

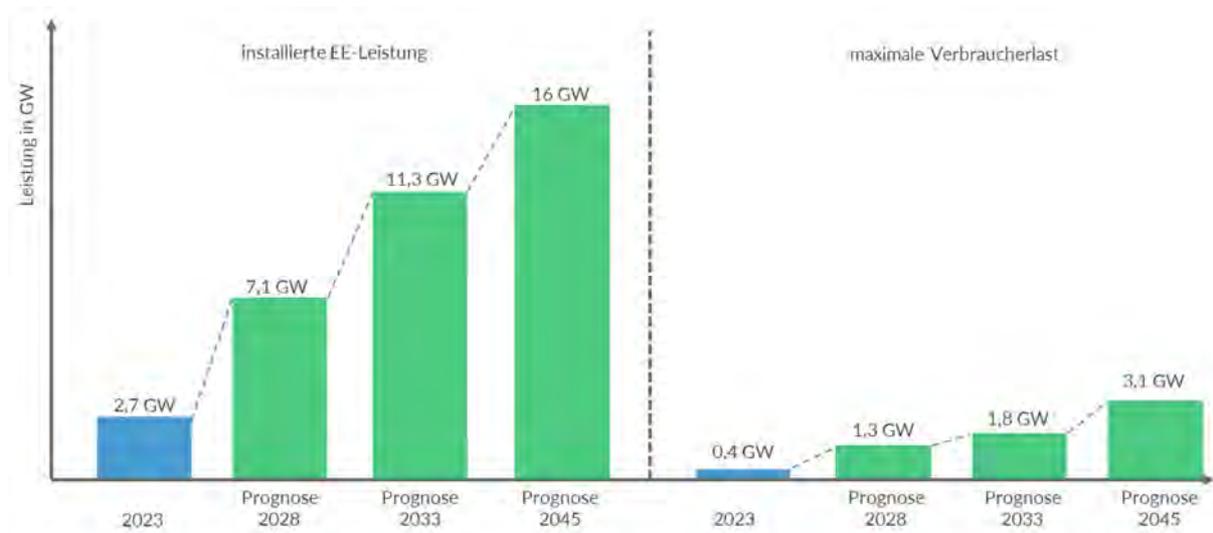


Bild 3: Entwicklung der installierten Erzeugungsleistung und der maximal wirksamen Verbraucherlast im WNG-Netzgebiet bis 2045

3 Netzausbauplanung

3.1 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 („Dunkelflaute“). Im Verteilnetz entsteht dabei ein gerichteter Lastfluss von Übergabestation aus dem 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, insbesondere aus erneuerbaren Energiequellen. Es entsteht ebenfalls ein starker gerichteter Lastfluss aus den im gesamten Netz verteilten (dezentralen) Erzeugungsanlagen zu den Übergabestationen mit dem Übertragungsnetz. Bereits heute wird im Netz der WEMAG regelmäßig viel mehr Leistung eingespeist als verbraucht.

Das Verteilnetz muss so dimensioniert werden, dass beide Fälle entsprechend den festgelegten Planungsgrundsätzen beherrscht werden.

Das Zusammenspiel von Ausbauvorhaben im Übertragungsnetz und im Verteilnetz sind für das Gesamtsystem in Gänze von besonderer Bedeutung. So muss jeder Netzbetreiber nicht nur den eigenen Anforderungen gerecht werden, sondern der Netzausbau als Ganzes muss einer gesamtheitlichen Abstimmung unterliegen, damit beispielsweise regionale Erzeugungsüberschüsse über das Verteilnetz abgeführt und dem Gesamtsystem deutschlandweit zur Verfügung gestellt werden können. Eine konsequente Umsetzung der im NEP der Übertragungsnetzbetreiber beschriebenen Maßnahmen, wurde daher bei der Ermittlung der Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen zu Grunde gelegt.

Es ist festzuhalten, dass die Hochspannungsebene weiterhin in starkem Maße von den Entwicklungen der EE-Anlagen getrieben ist. Hier sind umfangreiche Netzausbaumaßnahmen einzuplanen. Auch in den Ebenen der Mittel- und Niederspannung muss für eine weitere Integration von EE-Anlagen Netzausbau eingeplant werden. In diesen Spannungsebenen können durch die prognostizierten Verbrauchslastzuwächse teilweise kompensierende Effekte entstehen. Diese bestehen dann, wenn EE-Leistungszuwächse zeitlich und örtlich mit der Entwicklung von Lastzuwächsen übereinstimmen. Eine konkrete Ableitung ist heute im Detail so nicht möglich, wird aber im Rahmen Aufgaben der WEMAG Netz auch unterjährig auf die Anforderungen unserer Kunden angepasst. Wie bereits in Kapitel 2.1 geschildert ist mit steigendem Zeitraum und sinkender Spannungsebene die Netzplanung mit zunehmenden Unsicherheiten verbunden, da heute nicht absehbare Einzelmaßen einen zunehmenden Einfluss auf die spezifische Netzausprägung haben können. Dennoch ergeben sich aus der langfristigen Betrachtung wertvolle Hinweise für generelle Entwicklungen und Tendenzen, die die WEMAG Netz im Rahmen ihrer langfristigen vorausschauenden Netzausbauplanung entsprechend berücksichtigt.

3.2 Hochspannung

Das HS-Netz wurde einer detaillierten Analyse unterzogen und Engpässe betriebsmittelkonkret ermittelt. Die ermittelten Engpässe sind den Anhängen in den Kapiteln 6.1 bis 6.3 zu entnehmen.

Auch für das Hochspannungsnetz gilt, dass aufgrund der bereits thematisierten Prognoseunsicherheiten bei Freiflächen-PV-Anlagen, Windenergieanlagen, der Punktlasten und Batteriespeicher die

ermittelten Engpässe einer Unsicherheit unterliegen. Die Entwicklungen entsprechend dem Regionalszenario sind mit einem mittel- und langfristigen Planungshorizont aufgestellt, so dass abweichende Entwicklungen immer auch Reaktionen der Netzausbauplanung erfordern können. Die WEMAG Netz plant daher kontinuierlich den Netzausbau entsprechend den vorliegenden Kenntnissen und kann Abweichungen in dem nächsten NAP transparent machen.

Wird auf Basis der Planungsergebnisse oder aus dem Betrieb der Netze heraus ein Handlungsbedarf festgestellt, wird nach dem sogenannten NOVA-Prinzip verfahren. Dies bedeutet, dass grundsätzlich die **NetzOptimierung** vor einer **NetzVerstärkung** erfolgt und diese wiederum vor **NetzAusbau**. Neben der reinen technischen Abwägung werden die jeweiligen gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen sowie die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen in die Entscheidungsfindung einbezogen.

Typische Maßnahmen der verschiedenen Maßnahmenklassen des NOVA-Prinzips sind:

NetzOptimierung:

- Schaltzustandsoptimierung
- Freileitungsmonitoring
- Auslastungsmonitoring

NetzVerstärkung:

- Bodenabstandserhöhungen von Freileitungen zur sukzessiven Erhöhung der Trassierungstemperatur auf bis zu 80°C (soweit noch nicht gegeben)
- Um-/ Zubeseilung auf bestehendem Gestänge mit konventionellem Al/St-Seil
- Einsatz von Hoch- oder Höchsttemperaturleiterseilen
- Ersatzneubau von Freileitungen, ggf. mit Bündelleitern

NetzAusbau:

- Neubau auf bestehenden Trassen als Freileitung (HS) oder Kabel (MS und NS)
- Neubau auf neuen Trassen als Freileitung oder Kabel
- Errichtung von Umspannwerken, Schaltstationen und Ortsnetzstationen

Bei dem Ausbau von Freileitungen 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 Planungs- und Genehmigungsprozesses erfolgen. Dennoch ist der Einsatz von galvanisch verbundenen Kabeln mit dem, in überwiegender Form in Freileitung ausgeprägtem, Hochspannungsnetz der WEMAG Netz mit Folgeinvestitionen zu bewerten. Das Hochspannungsnetz der WEMAG wird über einen Resonanzsternpunkt geerdet betrieben. Diese Form der Sternpunktbehandlung erlaubt es das Netz einfachen Fehlern für die Versorgung aufrechtzuerhalten. Aus technischen Gründen ist die Ausdehnung eines solchen Netzes begrenzt, so dass bei dem Einsatz von Erdkabeln entweder eine galvanische Trennung oder eine sukzessive Umstellung der Sternpunktbehandlung im gesamten Hochspannungsnetz erfolgen muss. Letzteres wäre eine sehr kostenintensive und in der Umsetzung komplexe langfristige Aufgabe.

Die für die Engpassvermeidung oder -minderung erforderlichen Optimierungs-, Verstärkungs-, Erneuerungs- und Ausbaumaßnahmen je Zeitraum werden wie in der nachfolgenden Tabelle zusammenfassend dargestellt. Unterschieden wird in Leitungsmaßnahmen (Kabel und Freileitungen) und Anlagenstandorte. Zu beachten ist, dass es sich bei den Längenangaben zu den Leitungen um Trassenkilometer handelt, auf denen mehrere Stromkreise parallel verlaufen können.

Tabelle 5: Zusammenfassung erforderliche Maßnahmen zur Engpassvermeidung in der Hochspannung

Zeitraum	Maßnahmen	Geschätzte Menge	Geschätzte Kosten	
2023 bis 2028	Leitungen	237 km	277 Mio. €	
	Anlagenstandorte	31 Stk.	159 Mio. €	
2029 bis 2033	Leitungen	Konkrete Maßnahmen	118 km	171 Mio. €
		Zusätzliche rechnerische Bedarfsermittlung	121 km	121 Mio. €
	Anlagenstandorte	Konkrete Maßnahmen	2 Stk.	191 Mio. €
		Zusätzliche rechnerische Bedarfsermittlung	0 Stk.	0 Mio. €
2034 bis 2045	Leitungen	Konkrete Maßnahmen	0 km	0 Mio. €
		Zusätzliche rechnerische Bedarfsermittlung	143 km	143 Mio. €
	Anlagenstandorte	Konkrete Maßnahmen	2 Stk.	121 Mio. €
		Zusätzliche rechnerische Bedarfsermittlung	0 Stk.	0 Mio. €

Eine detaillierte Auflistung der identifizierten Maßnahmen im Hochspannungsnetz kann den Anhängen in den Kapiteln 6.1 bis 6.3 entnommen werden.

Für Zeitraum 2023-2028 können konkrete Maßnahmen genannt werden, welche zum Teil schon ange laufen sind. Diese ergeben sich nicht nur aus dem Regionalszenario, sondern aus tatsächlichen Antragszahlen, welche zu dem Zeitpunkt der Szenarioerstellung noch nicht bekannt waren und zielen auf die Beseitigung der in der folgenden Karte dargestellten Engpässe. Vor allem die Trassen Görries-Schönberg, Görries-Parchim/Süd, Güstrow-Wismar, Boizenburg-Hagenow und Karstädt-Perleberg sind akut von Engpässen betroffen und machen bereits heute ein regelmäßiges Eingreifen in den Netzbe trieb (Redispatch) erforderlich. Deshalb sind auf den genannten Trassen Verstärkungsmaßnahmen ge plant oder befinden sich in der Umsetzung.

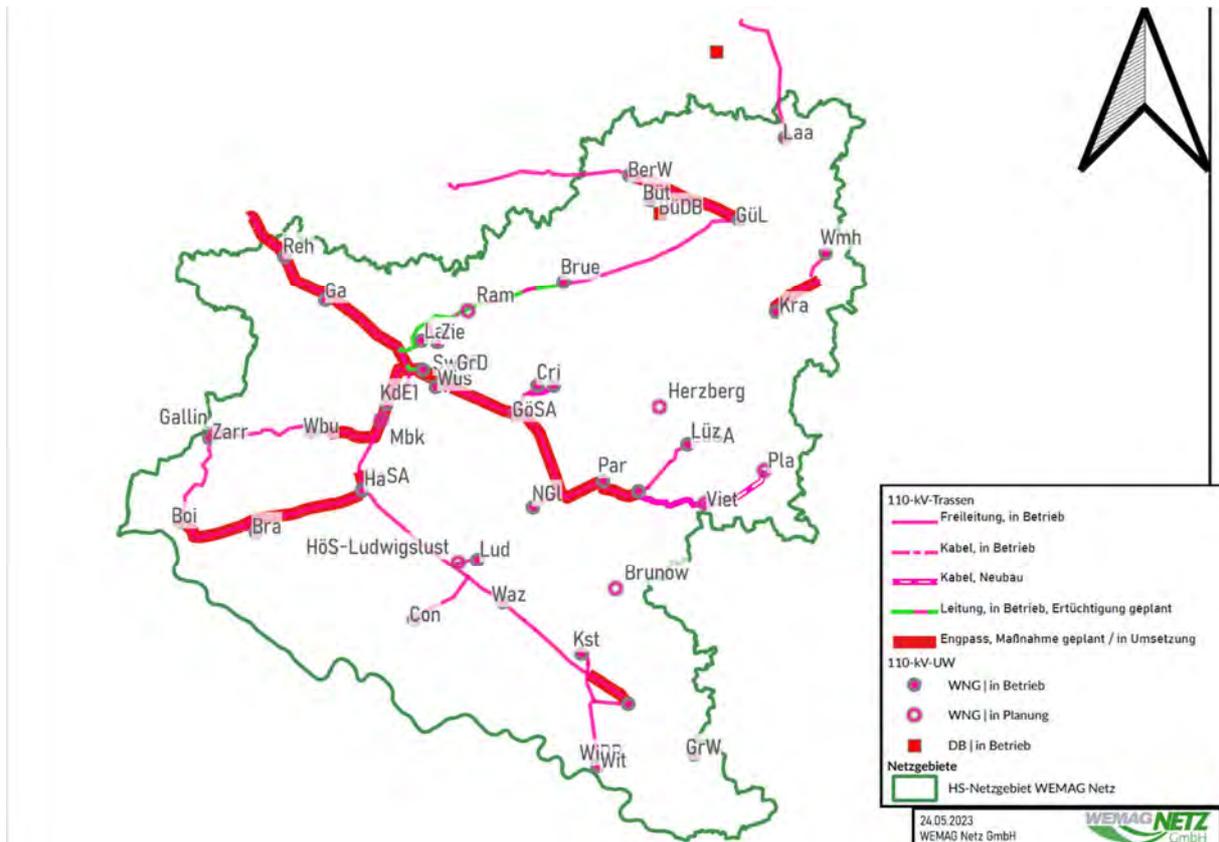


Abbildung 4: Netzkarte des WNG-Hochspannungsnetzes mit heutigen Engpässen; vor Umsetzung aller derzeit (30.04.2024) im Bau und in der konkreten Planung befindlichen Maßnahmen

Neben den bereits bestehenden Engpässen, verschärft sich die Situation im Netz auf Grund des hohen Zubaus an EE-Anlagen zusätzlich. Um den Anschlusspetenten im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben des Erneuerbaren Energien Gesetz nachzukommen und gleichzeitig weiterhin einen sicheren und stabilen Netzbetrieb gewährleisten zu können, ist in den nächsten Jahren die 110-kV-seitige Einbindung des UW Wessin von sehr hoher Dringlichkeit. Die folgende Karte, welche die EE-Prognosewerte als Heatmap darstellt, soll diesen Umstand verdeutlichen. Es lässt sich ablesen, dass sich der Knotenpunkt Wessin im Zentrum dieser sehr dynamischen Antragslage befindet. Die Tatsache, dass die in dieser Region eingespeiste Leistung alternativ zu den HöS/HS-Umspannwerken Parchim/Süd und Görries transportiert werden müsste und auf den entsprechenden Leitungen erhebliche Engpässe verursachen würde, begründet die Dringlichkeit dieser Maßnahme.

Über den Ausbau von Bestandsinfrastruktur, der insbesondere die Erweiterung von Umspannungskapazitäten und der Verstärkung von bestehenden Leitungstrassen beinhaltet, fällt der Errichtung zusätzlicher Verknüpfungspunkte zum Übertragungsnetz eine große Bedeutung zu. Im Netzgebiet der WNG befinden sich derzeit sechs neue Netzkuppelpunkte in der Planung. Ziel der Maßnahmen ist es insbesondere Aufnahmeplätze für die Integration großer Einspeiseleistungen zu schaffen und einen Transport von Leistungsüberschüssen im Netz zu vermeiden. In Abbildung 5 sind die aktuell in der Planung berücksichtigten Projekt-Suchräume an den Standorten Herzberg, Mühlenbeck, Brunow, Gallin, Ludwigslust und Siemitz aufgezeigt. Aktuell am weitesten vorangeschritten sind die Aktivitäten um die Maßnahmen Mühlenbeck (geplante Inbetriebnahme 2030). und Herzberg (geplante Inbetriebnahme 2028).

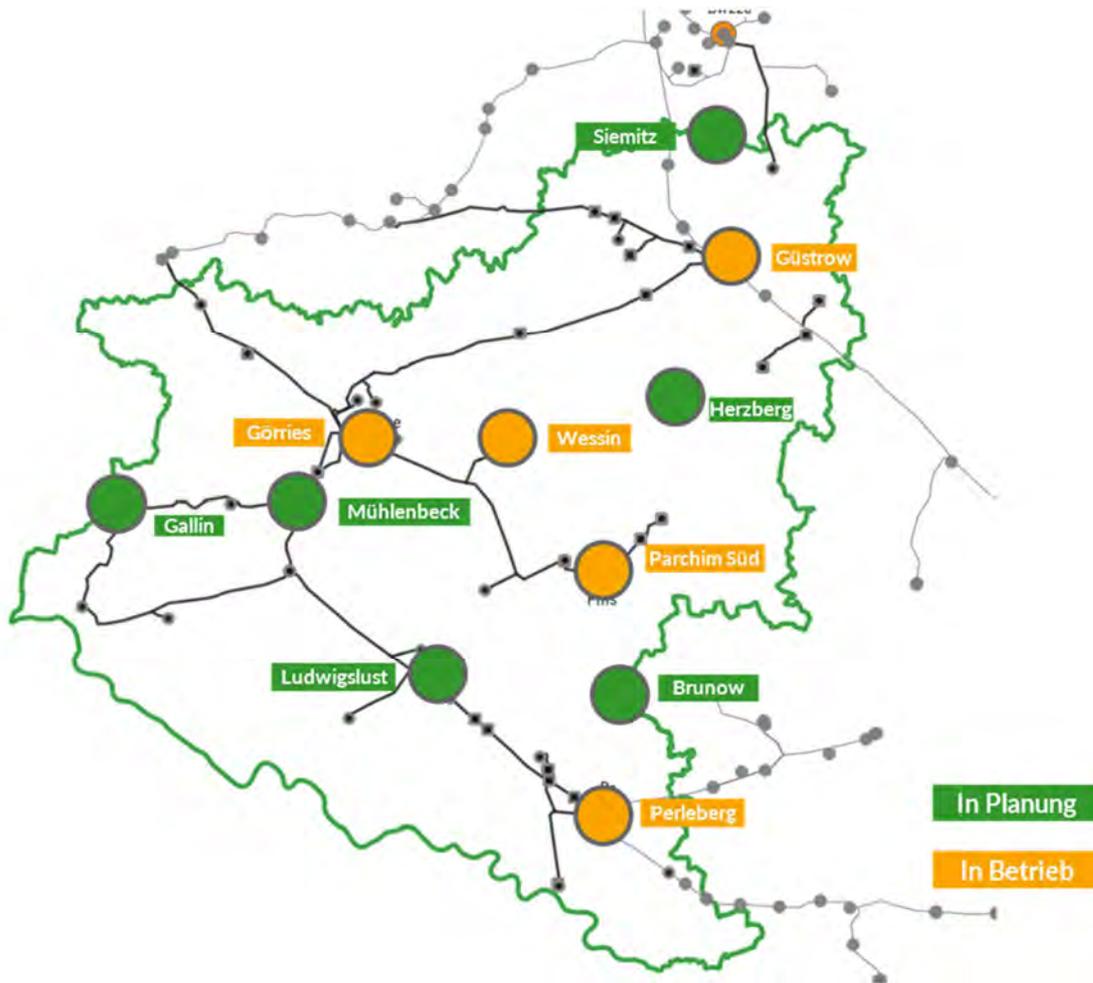


Abbildung 5: Bestehende und geplante HöS-Verknüpfungspunkte

Auf Grund der beschriebenen Prognoseunsicherheiten, vor allem die genaue Verortung zukünftiger Erzeugungsanlagen, wurden für den Zeitraum nach 2033 zunächst keine weiteren Netzausbaumaßnahmen auf neuen Trassen ausgewiesen. Stattdessen wurden die nötigen Kapazitätserhöhungen berechnet (rechnerische Bedarfsermittlung), um das Bestandsnetz mit den prognostizierten Einspeisewerten engpassfrei betreiben zu können. Dabei wurde ein Betriebsmittel als engpassfrei betrachtet, wenn es in beiden untersuchten Netznutzungsfällen die maximale Auslastung nicht überschreitet. Insgesamt ist für den Zeitraum von 2029 – 2033 eine Verstärkung von 121 km 110-kV-Leitungen nötig. Von substantieller Bedeutung in diesem Zeitraum ist die Einbindung der geplanten zusätzlichen 380-kV-Verknüpfungspunkte UW Mühlenbeck und UW Brunow. Dieser führt zu einer erheblichen Reduzierung des notwendigen Netzausbaus.

Für den Netzausbau auf Bestandstrassen wird grundsätzlich ein Ersatzneubau auf möglichst gleicher Trasse in Freileitungsbauweise unterstellt. Die umfangreichen Baumaßnahmen sind nicht frei von Abhängigkeiten. So können nicht beliebig viele Hochspannungsleitungen zeitgleich für einen Neubau außer Betrieb genommen werden, da die Versorgungssicherheit gewährt bleiben muss. Alle Hochspannungsleitungen der WEMAG Netz haben einen oder mehrere Anschlüsse von vorhandenen EE Anlagen, so dass für Umbauphasen eine Einspeisung dieser Anlagen nicht möglich ist. Es wird bestmöglich in der Projektplanung ein möglichst kurzes Ausschaltzeitfenster eingeplant, dennoch ist das sich ergebene Konfliktpotential nicht unerheblich.

Für den Zeitraum von 2034 bis 2045 wurden notwendige Leitungsverstärkungen rechnerisch auf Grundlage der Prognosen des Regionalszenarios ermittelt. Sie werden als Verstärkungsmaßnahmen

des Ist-Netzes beschrieben. Berechnet wurde eine notwendige Verstärkung von 143 km 110-kV-Leitungstrasse.

Analog zu den Aussagen über den Zeitraum 2029-2033, gilt auch für den Zeitraum 2034-2045, dass die vergleichsweise niedrigen Ausbauzahlen eine erfolgreiche Anbindung weiterer Verbindungspunkte zum Übertragungsnetz voraussetzt. Dies umfasst zusätzliche HS/Hös Umspannwerke in den Suchräumen Herzberg, Gallin, Brunow, Ludwigslust und Siemitz.

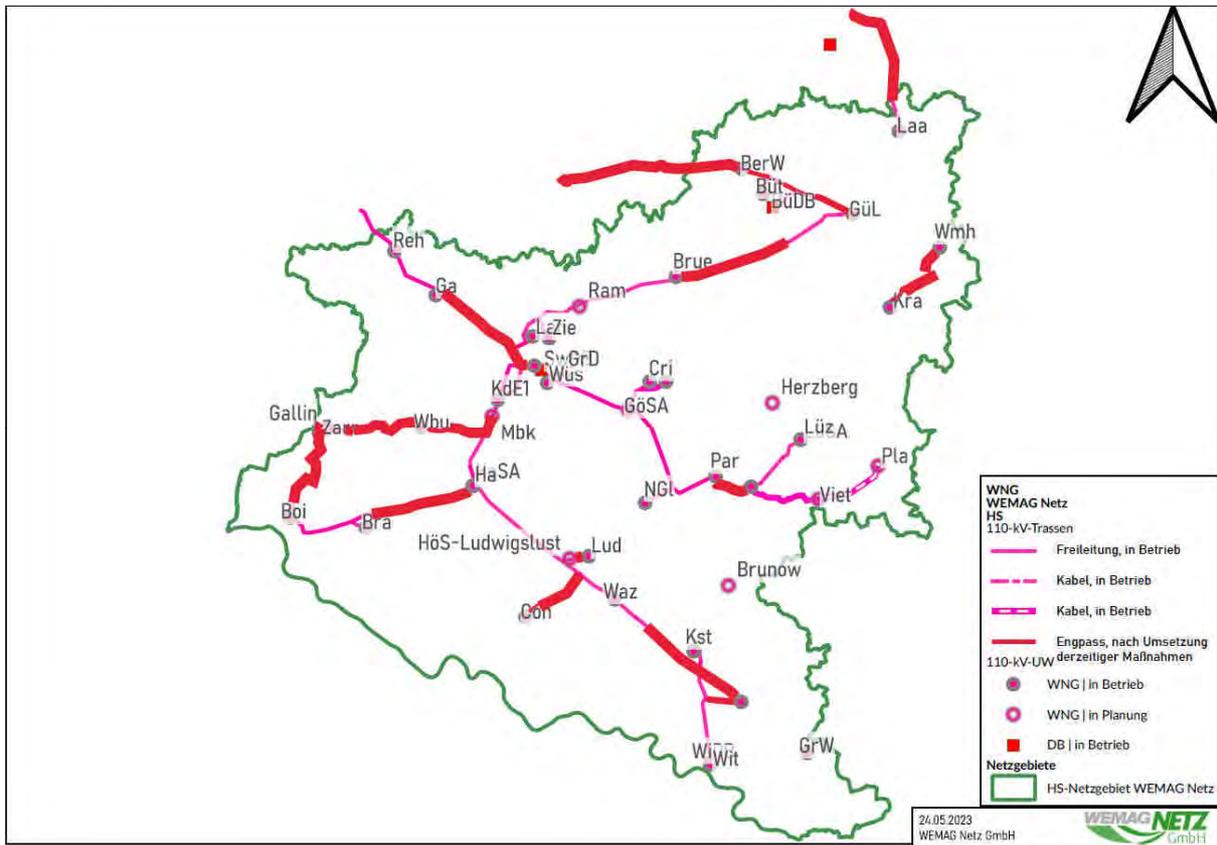


Abbildung 6: Netzkarte des WNG-Hochspannungsnetzes mit Engpässen bis 2045, nach Umsetzung aller derzeit (30.04.2024) im Bau und in der konkreten Planung befindlichen Maßnahmen

3.3 Mittelspannung

Das Vorgehen bei der Bestimmung des Ausbaubedarfs in der Mittelspannung erfolgte äquivalent zu dem in der Hochspannung. Vorab sind bereits geplante oder in Bau befindliche Maßnahmen in den Netzmodellen abgebildet. Da Vorhaben in der Mittelspannung (sowohl Netzausbau als auch EE-Anlagenerrichtung) in der Regel einen kürzeren Realisierungszeitraum als Maßnahmen in der Hochspannung haben, sind die Baumaßnahmen nur bis 2028 abgebildet bzw. vorhanden. Derzeit liegen noch keine über dieses Jahr hinausgehenden konkrete Projekte vor, diese werden jedoch sukzessive den Anforderungen entsprechend entwickelt und im Rahmen der Netzausbauplanung auch unterjährig aufgenommen. Der darüber hinaus ermittelte Bedarf an Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen, erfolgte als rechnerische Bedarfsermittlung auf Grundlage der Ergebnisse des Regionalszenarios. Aufgrund von Modellgröße von ca. 2.730 eigenen Trafostationen und ca. 250 Abgängen, die im Modell dargestellt sind, ist der Aufwand der manuellen Untersuchung und Planung des Zielnetzes nicht vertretbar. Das MS-Netzmodell ist nach einer regelmäßigen Struktur aufgebaut und die Untersuchungen pro Abgang ist untereinander sehr vergleichbar. Aus diesen Gründen wurde die MS-Zielnetzplanung

automatisiert. Mithilfe eines iterativen Ansatzes wird nach Vorgabe aktueller Planungskriterien pro Betrachtungsjahr analysiert und die optimalen Ausbaumaßnahmen abgeleitet.

Eingangskriterien für die Berechnung ist die Einhaltung des Spannungsbandes, sowie die Reduktion einer unzulässig hohen Spannungsanhebung. Darüber hinaus wird die maximale Belastung der Leitungsbetriebsmittel (Kabel und Freileitung) begutachtet und eingehalten. Bei Überschreitung einer vorgegeben Belastung werden Freileitungen durch Kabel größeren Querschnittes ersetzt und überlastete Kabel durch Kabel mit größeren Querschnitt ersetzt.

Da das Mittelspannungsnetz der WNG geprägt ist durch lange Freileitungsausläufer sind hier vor allem Spannungsanhebungen bei starker Einspeisung regenerativer Energien Ursache für den massiven Leitungsnetzausbau. Um Maßnahmen des klassischen Netzausbaus so gering wie möglich zu halten und damit auch ein volkswirtschaftliches Optimum zu erreichen, sind auch Netzoptimierungsmaßnahmen in die iterative Berechnung eingeflossen. Dazu zählen die Anpassung der Sollreglerspannung des versorgenden HS/MS-Transformators sowie der Einsatz von Mittelspannungslängsreglern und regelbaren Ortsnetztrafos. Der Transformator im Umspannwerk stuft, um die Spannung an der Mittelspannungssammelschiene auf einen festen Wert zu halten. Dieser ist klassisch auf einer Spannung eingestellt, um auch im Lastfall am Ende der Leitung keine zu geringe Spannung dem Kunden bereitzustellen. Mit steigender Integration von EE-Anlagen steigt die Spannung an. Der Stufensteller kann an der Sammelschiene auf eine geringe Spannung regeln. Die Spannung im gesamten hier angeschlossenen Netz reduziert sich. Nachteil dabei ist, dass an Lastgeprägten Abgängen (Städteringe oder Industrieanlagen) die Spannung zu niedrig sein kann. Ob in jedem Umspannwerk diese Maßnahme umgesetzt werden kann, muss im Detail geprüft werden. Sind nur einzelne Abgänge in ihrer Spannung anzupassen, können die Längsregler hier einen Betrag leisten.

Alle Maßnahmen werden kombiniert miteinander betrachtet. So werden zunächst Netzoptimierungsmaßnahmen (Spannungsbandanpassung, Längsregler) und erst dann klassischer Netzausbau definiert. Ziel der geplanten Netzausbaumaßnahmen ist neben der erforderlichen Erhöhung von Übertragungskapazitäten auch die Reduzierung des spezifischen betrieblichen Aufwandes und der Netzverluste zur Effizienzsteigerung des Netzbetriebes bei gleichzeitiger Sicherung einer hohen Systemsicherheit.

Das Mittelspannungsnetz der WNG ist in nachfolgender Karte mit dem Stand 12/2023 zu sehen. Die WNG betreibt in den unterlagerten Stadtwerkegebieten kein Mittelspannungsnetz zur Versorgung von Kunden (nur notwendige Durchgangsleitungen). Hier wurden entsprechend keine Ausbaumaßnahmen geplant. Das Leitungsnetz besteht aus Kabel und Freileitung unterschiedlicher Querschnitte und Kabeltypen. Überwiegend wird das Netz mit 20-kV betrieben. Einzelne 30-kV-Abschnitte sind vorhanden. Die damit angeschlossenen Trafostationen versorgen die Niederspannungskunden.

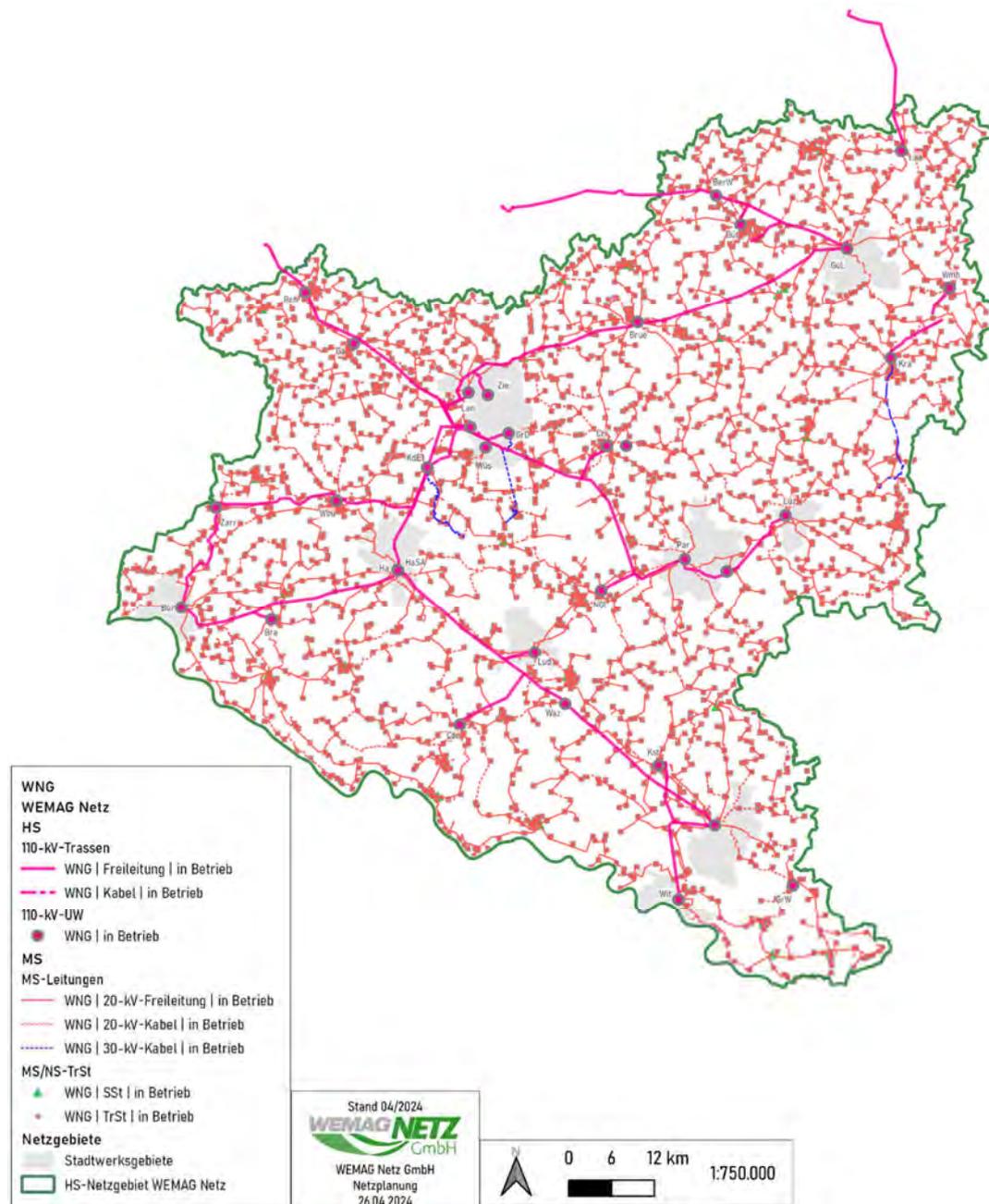


Abbildung 7 7:Netzkarte des WEMAG Hoch- und Mittelspannungsnetzes

Auf Basis des vorangestellten Untersuchungsrahmes wird das Bestandsnetz mit den Prognosen belastet. Schrittweise sind vom Jahr 2023 aus die Jahre 2028, 2033 und ausblickend 2045 berechnet worden. Die jeweils in den Vorjahren definierten Maßnahmen sind in die Folgejahre mit beachtet worden. Aufgrund des hochautomatisierten Ansatzes (ohne den die Analyse des gesamten MS-Netzes nicht handelbar wäre) folgt ein Nachteil der Methode: Das MS-Netz besteht aus vielen kleinen Netzabschnitten

und kennt keine „Straßenzüge“, „Waldschneisen“ oder ähnliches. Folglich beschränken sich rechnerisch ermittelte Baumaßnahmen nur auf das betroffene Leitungsobjekt. Es werden Leitungsbaumaßnahmen ermittelt, die teilweise nur wenige Meter lang sind. In der Praxis würden bei Ermittlung des Engpasses umfangreichere Baumaßnahmen durchgeführt werden.

Der Umfang der notwendigen Ausbaumaßnahmen ist in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 6: Zusammenfassung erforderliche Maßnahmen in der Mittel- und Niederspannung

Zeitraum	Maßnahmen	geschätzte Menge	geschätzte Kosten	
2023 bis 2028	Leitungen MS	37 km	10 Mio. €.	
	Leitungen NS	184 km	26,7 Mio. €	
	Anlagenstandorte *	10 Stk.	13,6 Mio. €	
	Hausanschlüsse NS	7349 Stk	22 Mio. €	
	Spannungsbandanpassungen **	55-mal	0 Mio. €***	
2029 bis 2033	Leitungen MS	Konkrete Maßnahmen	0 km	0 Mio. €
		Zusätzliche rechnerische Bedarfsermittlung	126 km	28,4 Mio. €
	Leitungen NS	Konkrete Maßnahmen	141km	34,9 Mio. €
		Zusätzliche rechnerische Bedarfsermittlung	0 km	0 Mio. €
	Anlagenstandorte MS *	Konkrete Maßnahmen	0 Stk.	0 Mio. €
		Zusätzliche rechnerische Bedarfsermittlung	7 Stk.	4,3 Mio. €
	Spannungsbandanpassungen MS**	Zusätzliche rechnerische Bedarfsermittlung	55-mal	0 Mio. €
2034 bis 2045	Leitungen MS	Konkrete Maßnahmen	0 km	0 Mio. €
		Zusätzliche rechnerische Bedarfsermittlung	188 km	39,4 Mio. €
	Leitungen NS	Konkrete Maßnahmen	0 km	0 Mio. €
		Zusätzliche rechnerische Bedarfsermittlung	799 km	115,8 Mio. €
	Anlagenstandorte MS*	Konkrete Maßnahmen	0 Stk.	0 Mio. €
		Zusätzliche rechnerische Bedarfsermittlung	35 Stk.	8,4 Mio. €
	Spannungsbandanpassungen MS**	Zusätzliche rechnerische Bedarfsermittlung	48-mal	0 Mio. €

* gemeint sind Errichtung von Mittelspannungslängsregler, Neubau von Schaltstationen (geplant)

** abweichend vom Standard-Sollspannungsband

*** zunächst ist davon auszugehen, dass die Spannungsbandanpassung keine Investitionen verursacht. Detailprüfung ist erforderlich.

Eine detaillierte Auflistung der identifizierten Maßnahmen im Mittelspannungsnetz kann den Anhängen in den Kapiteln 6.4 bis 6.6 entnommen werden. Dabei ist anzumerken, dass für Leitungsverstärkungen nur Mittelspannungskabel in Betracht gezogen wurden. Der Ersatzneubau mit MS-Freileitungen wird von der WNG nicht weiter verfolgt, da die Akzeptanz für Kabel in der Bevölkerung höher ist als bei Freileitungen und weniger anfällig für Störungen durch Wetterereignisse sind.

Mit zunehmendem Kabelanteil in den MS-Verteilnetzen der WNG steigt jedoch die Bedeutung des Themas „Erdschluss“. Ursache dafür ist die Zunahme des kapazitiven Erdschlussstromes (deutlich über 600 A). Das Mittelspannungsnetz der WNG wird über das E-Spulenverfahren (überwiegend RESPE) kompensiert betrieben. Die E-Spulen sind am Sternpunkt der MS-Wicklungen der einspeisenden 110-kV/20-kV-Netztransformatoren der WNG angeschlossen und kompensieren den kapazitiven Erdschlussstrom bei Auftreten eines Erdschlusses. Ohne oder durch nur anteilige Kompensation würden sich Erdschlussströme von über 600 A ergeben. Dies würde einerseits zu hohen Schritt- und Berührungsspannungen an der Fehlerstelle und andererseits zu einem Weiterbrennen des durch den Erdschluss gezündeten Lichtbogens führen. Bei kompensiert betriebenen Netzen verlöschen die beim Erdschluss gezündeten Lichtbögen meist aufgrund des kleinen möglichen Stromes von selbst.

Im Gegensatz zur Hochspannung ist der Hauptgrund für den notwendigen Netzausbau die Einhaltung einer unzulässig hohen Spannungserhöhung. Auslastung von Leitungen spielt dabei eine untergeordnete, aber dennoch nicht zu verachtende Rolle. Daher sind vor allem Maßnahmen zur Spannungsbeflussung Maßgebend bei der Beseitigung von Netzengpässen.

Bis zum Jahr 2028 zeichnen sich Engpässe in den Regionen Brahlstorf, Conow, Boizenburg, Wittenburg und Güstrow ab Güstrow. Bereits durch die Anpassung der Sollreglerspannung bei 55 Transformatoren kann ein Großteil der Spannungsprobleme gelöst werden. Zusätzlich sind 7 Mittelspannungslängsregler mitzuerrichten. Der ermittelte Bedarf an Leitungsverstärkungsmaßnahmen reduziert sich damit in den kommenden Jahren auf 37 km.

Mit dem Voranschreiten der Energiewende, ergibt sich für den Zeitraum zwischen 2029 und 2033 die Notwendigkeit der Einbindung von sieben MS-Längsreglern, eine Anpassung der Sollspannungsbänder bei 55 Transformatoren und ein Verstärkungsbedarf von 126 km MS-Leitung.

Dieser Bedarf steigt bis zum Jahr 2045 weiter an. Im Zeitraum bis 2045 ergibt sich noch einmal ein Ausbaubedarf von 12 MS-Längsreglern und 23 regelbaren Ortsnetztransformatoren, die Anpassung der Reglersollspannung bei 48 HS/MS-Trafos und der Ausbau von 188 km MS-Kabel.

4 Bedarf an System- und Flexibilitätsdienstleistung

4.1 Systemdienstleistungen

Im Rahmen der Effizienzprüfung gemäß § 12h EnWG kommt die Bundesnetzagentur 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 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. 50-fach 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.

4.2 Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG

Wie die Flexibilitätsdienstleistungen ist auch die Spitzenkappung ein Werkzeug, um Engpässe im Stromnetz temporär überbrücken zu können. WEMAG plant derzeit keinen dauerhaften Einsatz von Spitzenkappung im Verteilnetz. Grund hierfür ist der rapide Zubau von Erzeugungsanlagen am Netz so dass das Instrument der Spitzenkappung den notwendigen Ausbau nicht vermeidet.

5 Voraussetzungen für die erfolgreiche Umsetzung

Der Netzausbauplan geht an vielen Stellen implizit von einer Reihe von Rahmenbedingungen aus, die nicht oder nur bedingt durch die WEMAG Netz selbst beeinflusst werden können.

Insbesondere vorausgesetzt wird die planmäßige Realisierung der Netzverknüpfungspunkte im Netzgebiet der WEMAG Netz gemäß dem letzten Netzentwicklungsplan (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber. Vor dem Hintergrund einer weit überschießenden Bedarfsdeckung mit Erneuerbaren Energien ist dies unerlässlich, um überschüssigen EE-Strom in andere Regionen Deutschlands transportieren und dort nutzbar machen zu können. Die WEMAG Netz befindet sich hierzu in einem engen und konstruktiven Austausch mit der 50Hertz als regional verantwortlichem Übertragungsnetzbetreiber und versucht im Rahmen ihrer Möglichkeiten einen schnellen Ausbau zu unterstützen.

Ferner braucht es eine gesicherte Verfügbarkeit von Betriebsmitteln und Dienstleistern (bspw. Tiefbauunternehmen), um erforderlichen Netzausbau praktisch umsetzen zu können. Bei Betriebsmitteln ist in Folge der sich beschleunigenden Energiewende insbesondere für die höheren Spannungsebenen ein deutlich angespannteres Beschaffungsumfeld zu spüren, dass sich nicht nur negativ auf die Kosten auswirkt, sondern auch generelle Verfügbarkeitsprobleme impliziert. So liegen übliche Vorlaufzeiten bei der Beschaffung größerer Transformatoren für Umspannwerke inzwischen bei teils mehr als 4 Jahren. Im Bereich der von Netzbetreibern aufgrund ihrer spezifischen Fachkompetenzen zwangsläufig benötigten Dienstleister – beispielsweise Tiefbauunternehmen für die Kabelverlegung oder Spezialfirmen für den Bau von Umspannwerken – zeichnen sich derzeit ebenfalls Marktpässe und teils deutlich längere Vorlaufzeiten für Beauftragungen von Fremdfirmen ab. In ersten Fällen sind Ausschreibungen zu großen Projekten ohne oder nur mit einem Angebot von Fachfirmen beantwortet worden. Es ist zu erwarten, dass sich dieser Trend mit zunehmender Beschleunigung der Wärmewende bei gleichzeitig anhaltendem Fachkräftemangel verstärken wird. Die WEMAG Netz versucht diese Entwicklung über eine vorausschauende Planung und eine frühzeitige Bindung von Betriebsmitteln und Dienstleisterkapazitäten abzufedern.

Zu guter Letzt braucht es im Rahmen des wirtschaftlich organisierten Energieversorgungssystems einen stabilen Finanzierungsrahmen für Netzbetreiber, der es ermöglicht, die für einen Ausbau erheblichen finanziellen Mitteln im Milliardenbereich an den Finanzmärkten zu akquirieren und die sich ergebenden Kosten dieser Zukunftsinvestitionen gerecht zu verteilen. Die WEMAG Netz GmbH macht sich vor diesem Hintergrund für stabile und wettbewerbsfähige regulatorische Rahmenbedingungen (bspw. bei Zinssätzen) und eine gerechte Verteilung der Investitionskosten durch einen deutschlandweiten Ausgleich bei den Netzentgelten stark.

7 Anhang

In den folgenden Anhängen sind Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen bis 2045 aufgelistet. Darin enthalten sind sowohl bereits im Bau und konkreter Planung befindliche Vorhaben als auch solche deren Notwendigkeit erkannt wurde, die sich aber noch nicht in der Umsetzung befinden. Diese Informationen sind der Spalte „Projektstatus“ zu entnehmen. Darüber hinaus wurde eine Kategorie „rechnerische Bedarfsermittlung“ eingeführt. Diese beschreibt den notwendigen quantitativen Bedarf an Netzverstärkungen auf Grundlage der durchgeführten Netzberechnungen. Da bei ist zu beachten, dass es sich lediglich um die zusätzlich notwendige Übertragungsleistung in MVA handelt. Dies bedeutet nicht, dass Projekte in der entsprechenden Größenordnung umgesetzt werden.

7.1 Detaillierte Auflistung der Maßnahmen Hochspannung 2023-2028

7.1.1 Leitungen

Table 7: Maßnahmen zur Engpassvermeidung in der Hochspannung 2023-2028, Leitungen

Betriebsmittel /Maßnahme	Kurze Projektbeschreibung	Projektkategorie	Länge des zugebauten, optimierten oder ersetzen Leitungsabschnitts [km]	Änderung der Übertragungskapazität [+/- MVA]	voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Beschreibung angegebener Verzögerungsgrund	Kosten in Euro	Projektstatus	Stand Genehmigungsverfahren	Geprüfte Alternativen
110-kV-Anbindung UW Crivitz	Kabelanbindung zur Ablösung einer Freileitung	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	3	0	01/2026	12/2026		12.000.000 €	konkrete Planung	noch nicht eingeleitet	eine gescheiterte Genehmigung führt zu dieser Maßnahme
Einbindung 110-kV-Schaltanlage Göhren	Einbindung 110-kV-Schaltanlage Göhren	Neubau	1	0	01/2026	12/2026	Grundstücksbeschaffung UW	2.000.000 €	vorgesehene Maßnahme	noch nicht eingeleitet	Umbau Mast 69

110-kV-Leitung UW ParchimSüd - UW Plau 2. Verbindung	2. Anschluss von UW Plau und EE-Kunden mittels 110-kV-Kabeltrasse	Neubau	30	400	01/2024	12/2026	aufgrund Entwicklung EEG-Anträge deutlich früher	47.800.000 €	im Bau	noch nicht eingeleitet	Freileitung und Kombi aus Freileitung und Kabel
Einbindung 110-kV-UW Wanzlitz	4-Systemige Einschleifung UW Wanzlitz	Netzoptimierung und -verstärkung	1	80	06/2024	12/2027	Bau UW dauert länger als geplant	1.900.000 €	konkrete Planung	bereits eingeleitet	Errichtung eines neuen UW an einem besseren Standort
110-kV-Anbindung UW Groß Werzin	Anschluss von UW Groß Werzin an 110-kV-Trasse der edis	Neubau	0,1	60	01/2021	03/2023		833.500 €	vorgesehene Maßnahme	abgeschlossen	
110-kV-Leitung UW ParchimSüd - UW Plau	Anschluss von UW Plau und EE-Kunden mittels 110-kV-Kabeltrasse	Neubau	30	300	01/2024	12/2026	aufgrund Entwicklung EEG-Anträge deutlich früher	47.800.000 €	abgeschlossen	noch nicht eingeleitet	Freileitung und Kombi aus Freileitung und Kabel
110-kV-Freileitung Görries- Wüstmark	Verstärkung 110-kV-Freileitung	Netzoptimierung und -verstärkung	10,3	145	01/2027	12/2027		5.000.000 €	im Bau	noch nicht eingeleitet	Neubau Freileitung
110-kV-Freileitung Perleberg - Hagenow Abzweig Ludwigslust	Verstärkung 110-kV-Freileitung	Netzoptimierung und -verstärkung	5	150	01/2026	12/2026		2.700.000 €	konkrete Planung	noch nicht eingeleitet	Neubau Freileitung
110-kV-Freileitung Perleberg - Hagenow Abzweig Conow	Verstärkung 110-kV-Freileitung	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	12	340	01/2026	12/2026		18.000.000 €	konkrete Planung	noch nicht eingeleitet	Ertüchtigung Freileitung

110-kV-Freileitung Güstrow - Waren Abzweig Krakow	Verstärkung 110-kV-Freileitung	Netzoptimierung und -verstärkung	10	145	10/2023	12/2024	Uneinigkeit mit Ministerium zur geeigneten Genehmigungsverfahren	5.700.000 €	konkrete Planung	bereits eingeleitet	Neubau Freileitung
110-kV-Freileitung Bentwisch - Laage	Verstärkung 110-kV-Freileitung	Netzoptimierung und -verstärkung	24	145	10/2024	12/2025	Projektierung dauert länger als geplant	7.000.000 €	konkrete Planung	bereits eingeleitet	Neubau Freileitung
110-kV-Leitung Görries - Hagenow, Abzweig Barkendorf - Hagenow	Verstärkung 110-kV-Freileitung	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	9,6	240	01/2019	12/2022		5.500.000 €	konkrete Planung	abgeschlossen	
110-kV-Leitung Görries - Parchim	Verstärkung 110-kV-Freileitung, Errichtung Schaltanlage Göhren zur Einbindung UW Wessin	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	31,8	400	01/2026	12/2028	keine Bewerbungen für Ausschreibung	34.325.000 €	vorgesehene Maßnahme	bereits eingeleitet	Ertüchtigung Freileitung
110-kV-Leitung Boizenburg - Hagenow	Verstärkung 110-kV-Freileitung	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	33,7	240	04/2024	12/2028	Projektierung dauert länger als geplant	34.600.000 €	abgeschlossen	bereits eingeleitet	Umfang der Maßnahme wurde geprüft
110-kV-Freileitung Güstrow- Brüel	Verstärkung 110-kV-Freileitung	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	29,9	370	01/2025	12/2028	Umfang der Maßnahme wurde durch Planung erhöht	30.500.000 €	konkrete Planung	bereits eingeleitet	Abriss der Leitung und Neubau mit einem System

110-kV-Freileitung Görries - Lankow	Verstärkung 110-kV-Freileitung	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	7,9	260	01/2025	01/2025		9.100.000 €	im Bau	noch nicht eingeleitet	Neubau Freileitung
110-kV-Anbindung UW Wessin	Einbindung eines neuen 380/110-kV-Netzverknüpfungspunkts	Neubau	3	400	08/2025	12/2025	Genehmigung für Freileitung wurde nicht erteilt	10.000.000 €	konkrete Planung	bereits eingeleitet	Freileitung
110-kV-Leitung Görries - Wittenburg	Verstärkung 110-kV-Freileitung	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	13,9	260	11/2020	12/2022		12.300.000 €	konkrete Planung	abgeschlossen	
110-kV-Anbindung UW Mühlenbeck	Einbindung eines neuen 380/110-kV-Netzverknüpfungspunkts	Neubau	4	0	01/2027	12/2027		8.000.000 €	konkrete Planung	noch nicht eingeleitet	keine Anbindung UW Mühlenbeck
110-kV-Anbindung UW Crivitz	Kabelanbindung zur Ablösung einer Freileitung	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	3	0	01/2026	12/2026	Grundstücksbeschaffung UW	12.000.000 €	konkrete Planung	noch nicht eingeleitet	eine gescheiterte Genehmigung führt zu dieser Maßnahme
Einbindung 110-kV-Schaltanlage Göhren	Einbindung 110-kV-Schaltanlage Göhren	Neubau	1	0	01/2026	12/2026	aufgrund Entwicklung EEG-Anträge deutlich früher	2.000.000 €	abgeschlossen	noch nicht eingeleitet	Umbau Mast 69
110-kV-Leitung UW PachimSüd - UW Plau 2. Verbindung	2. Anschluss von UW Plau und EE-Kunden mittels 110-kV-Kabeltrasse	Neubau	30	400	01/2024	12/2026	Bau UW dauert länger als geplant	47.800.000 €	konkrete Planung	noch nicht eingeleitet	Freileitung und Kombi aus Freileitung und Kabel

Einbindung 110-kV-UW Wanzlitz	4-Systemige Einschleifung UW Wanzlitz	Netzoptimierung und -verstärkung	1	80	06/2024	12/2027		1.900.000 €	vorgesehene Maßnahme	bereits eingeleitet	Errichtung eines neuen UW an einem besseren Standort
110-kV-Anbindung UW Groß Werzin	Anschluss von UW Groß Werzin an 110-kV-Trasse der edis	Neubau	0,1	60	01/2021	03/2023	aufgrund Entwicklung EEG-Anträge deutlich früher	833.500 €	vorgesehene Maßnahme	abgeschlossen	

7.1.2 Standorte und Transformatoren

Tabelle 8: Maßnahmen zur Engpassvermeidung in der Hochspannung 2023-2028, Standorte

Betriebsmittel /Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Projektkategorie	Länge des zugebauten, optimierten oder ersetzten Leitungsabschnitts [km]	Änderung der Übertragungskapazität [+/- MVA]	voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Beschreibung angegebener Verzögerungsgrund	Kosten (geschätzt) in Euro	Projektstatus	Stand Genehmigungsverfahren	Geprüfte Alternativen
UW Plau	Neubau eines Umspannwerks zur Entlastung bestehender MS-Netze	Neubau		40	01/2025	12/2026	aufgrund der Bedarfslage	10.350.000 €	konkrete Planung	bereits eingeleitet	MS-Netzausbau
Erweiterung UW Bernitt 110-kV-Schaltanlage	4-Systemige Einschleifung UW Bernitt	Netzoptimierung und -verstärkung	0,1	125	01/2020	12/2024	Projektierung dauert länger als geplant	1.500.000 €	im Bau	abgeschlossen	Errichtung eines neuen UW an einem besseren Standort
Ertüchtigung UW Wüstmark	Ertüchtigung der Schutz-und Leittechnik, Fundamente	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität		25	01/2022	12/2027	Bau dauert länger als geplant	16.500.000 €	im Bau	abgeschlossen	nötige Größe der Kapazitätserweiterungen wurden geprüft
Ertüchtigung UW Ziegelsee	Neubau 110-kV-SA, Tafofundamente, Gebäude	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität		8,5	01/2021	12/2024	Bau dauert länger als geplant	7.000.000 €	im Bau	abgeschlossen	nötige Größe der Kapazitätserweiterungen wurden geprüft

Erweiterung UW Bernitt	Erweiterung 110-kV-SA	Netzoptimierung und -verstärkung		40	01/2024	12/2024		7.000.000 €	im Bau	abgeschlossen	MS-Netzausbau
Erweiterung UW Kothen-dorf	Ausbau Voll-UW	Netzoptimierung und -verstärkung		20	01/2026	12/2026			weggefallene Maßnahme	Bitte auswählen!	
Errichtung 110-kV-UW Rampe	Errichtung 110-kV-Umspannwerk	Neubau		20	01/2028	12/2028		6.600.000 €	konkrete Planung	noch nicht eingeleitet	MS-Netzausbau
Erweiterung UW Wanzlitz	Erweiterung 110-kV-Umspannwerk	Netzoptimierung und -verstärkung		80	01/2022	12/2028	vorgezogen	21.100.000 €	im Bau	abgeschlossen	MS-Netzausbau
Erweiterung UW Wessin	Erweiterung Sammelschne	Neubau		672	01/2022	12/2024	Umfang der Maßnahme wurde durch Planung deutlich erhöht	8.500.000 €	im Bau	abgeschlossen	MS-Netzausbau
110-kV-Schaltanlage Lübz	Erweiterung der 110-kV-Schaltanlage in Lübz	Neubau		80	01/2026	12/2026		2.000.000 €	konkrete Planung	noch nicht eingeleitet	Anschluss Einspeisung an die Freileitung als Stich
Errichtung 110-kV-UW Groß Werzin	Neubau für Anbindung der MS-Netzes und Anschluss EE-Anlagen	Neubau		45	06/2021	05/2023		6.760.000 €	abgeschlossen	abgeschlossen	MS-Netzausbau
UW Neustadt Glewe 3W-Trafo	Tausch einen 20MVA Tr. Im UW Neustadt/Glewe gegen einen 63/40/40 Tr. Und Neubau einer MS-Schaltanlage	Netzoptimierung und -verstärkung		43	01/2024	12/2024		1.600.000 €	im Bau	keine Genehmigung erforderlich	3. Trafo

Erweiterung 110-kV-Schaltanlage Göhren	Anbindung an das MS-Netz	Netzoptimierung und -verstärkung		160	01/2028	12/2028	Grundstücksbeschaffung	5.000.000 €	vorge-sehene Maß-nahme	noch nicht eingeleitet	Umbau Mast 69
Erweiterung 110-kV-UW Görries	2. 110-kV-Kupplung und Anschluss 3. 380 kV Trafo	Netzoptimierung und -verstärkung		200	01/2025	12/2025		1.500.000 €	konkrete Planung	keine Genehmigung erforderlich	Neubau UW
Errichtung 110-kV-UW Herzberg	Neubau für Anbindung der MS-Netzes und Anschluss EE-Anlagen	Neubau		400	01/2026	12/2028		79.600.000 €	konkrete Planung	noch nicht eingeleitet	MS-Netzausbau und HS-Leitungsanbindung
Ertüchtigung UW Wittenburg	Ertüchtigung der Schutz-und Leittechnik,	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität		0	01/2022	12/2023		1.700.000 €	abgeschlossen	keine Genehmigung erforderlich	
Ertüchtigung UW Parchim	Ertüchtigung der Schutz-und Leittechnik,	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität		0	01/2025	12/2025	Projektierung dauert länger als geplant	1.500.000 €	konkrete Planung	keine Genehmigung erforderlich	Umfang der Maßnahme wurde geprüft
Ertüchtigung UW Boizenburg	Ertüchtigung der Schutz-und Leittechnik,	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität		0	01/2025	12/2025	Projektierung dauert länger als geplant	1.500.000 €	konkrete Planung	keine Genehmigung erforderlich	Umfang der Maßnahme wurde geprüft

Ertüchtigung UW Perleberg	Ertüchtigung der Schutz-und Leittechnik,	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität		0	01/2026	12/2026	Projektierung gleicher Projekte dauert länger als geplant	1.500.000 €	vorge-sehene Maß-nahme	keine Genehmigung erforderlich	Umfang der Maß-nahme wird ge-prüft
"Beschaffung HS/MS Transformator	20 MVA Trafo wird durch neuen 40 MVA Trafo ersetzt	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	0	20	01/2022	03/2022			abge-schlos-sen	keine Genehmigung erforderlich	
1.Tr Zarrentin"	20 MVA Trafo wird durch neuen 40 MVA Trafo ersetzt	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität		20	01/2023	03/2023			abge-schlos-sen	keine Genehmigung erforderlich	
"Beschaffung HS/MS Transformator	20 MVA Trafo wird durch neuen 40 MVA Trafo ersetzt	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität		20	08/2023	10/2023			abge-schlos-sen	keine Genehmigung erforderlich	
2. Tr Zarrentin"	Erweiterung 110-kV-SA für Tr 101,102,103 108 usw.	Neubau		320	06/2023	12/2025	Bau UW dauert länger als geplant	4.100.000 €	im Bau	abge-schlos-sen	Anschluss Einspei-sung an die Freileitung als Stich
"Beschaffung HS/MS Transformator	Anbindung an das Übertragungsnetz	Neubau		400	01/2028	12/2030	vorgezogen	124.000.000 €	kon-krete Planung	noch nicht eingeleitet	HS-Netz-ausbau

Gadebusch"	Anbindung an das Übertragungsnetz	Neubau		400	01/2031	12/2032		67.100.000 €	vorge-sehene Maß-nahme	noch nicht eingeleitet	HS-Netz-ausbau und Aus-bau HÖS-HS UW
110-kV-Schaltfeld UW Parchim Süd	Erweiterung 110-kV-Umspannwerk	Netzoptimierung und -verstärkung		80	01/2024	12/2025	aufgrund Entwicklung EEG-Anträge deutlich früher	18.000.000 €	im Bau	abgeschlossen	Anschluss Einspeisung an die Freileitung als Stich
Errichtung 110-kV-UW Mühlenbeck	Ertüchtigung der Schutz-und Leittechnik,	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität		0	06/2024	12/2025	Umfang der Maßnahme wurde durch Planung erhöht	2.200.000 €	konkrete Planung	noch nicht eingeleitet	Umfang der Maßnahme wurde geprüft
Errichtung 110-kV-UW Brunow	Ertüchtigung der Schutz-und Leittechnik,	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität		0	06/2024	12/2025	Umfang der Maßnahme wurde durch Planung erhöht	2.200.000 €	konkrete Planung	noch nicht eingeleitet	Umfang der Maßnahme wurde geprüft
Erweiterung UW Vietlütze	Ertüchtigung der Schutz-und Leittechnik,	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität		0	01/2025	12/2025	Projektierung gleicher Projekte dauert länger als geplant	1.190.000 €	konkrete Planung	keine Genehmigung erforderlich	Umfang der Maßnahme wurde geprüft
Ertüchtigung SSt Medow	Ertüchtigung der Schutz-und Leittechnik,	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität		0	01/2025	12/2025	Projektierung gleicher Projekte dauert länger als geplant	1.700.000 €	konkrete Planung	keine Genehmigung erforderlich	Umfang der Maßnahme wurde geprüft

Ertüchtigung SSt Vellahn	Ertüchtigung der Schutz-und Leittechnik,	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität		0	01/2026	12/2026	Priorisierung eines anderen Projektes	450.000 €	konkrete Planung	keine Genehmigung erforderlich	Umfang der Maßnahme wurde geprüft
Ertüchtigung SSt Zarrentin	Neubau einer Mittelspannungsschaltstation	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität		10	01/2023	03/2024	Kunde der Netzausbau begründet hat Verzögerungen	1.800.000 €	abgeschlossen	abgeschlossen	
Ertüchtigung SSt Berge	Ersatzneubau einer Mittelspannungsschaltstation	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität		0	01/2024	12/2024	Schaltstation muss an einem anderen Ort neu errichtet werden	1.800.000 €	im Bau	abgeschlossen	Ertüchtigung der alten SSt Glöwen
Ertüchtigung SSt Zülow	Ersatzneubau einer Mittelspannungsschaltstation	Rückbau / Altlastentsorgung		0	01/2024	12/2024	auf Neubau SSt Heiddorf wurde gewartet	300.000 €	im Bau	abgeschlossen	Ertüchtigung der SSt
SSt Heiddorf	Anschluss der Leitung Parchim Süd-Plau an SA Parchim Süd	Netzoptimierung und -verstärkung		400	01/2021	12/2024	das anzubindende Kabel hat sich verzögert	4.400.000 €	im Bau	abgeschlossen	Umfang der Maßnahme wurde geprüft
SSt Glöwen	Errichtung eines Schaltpunktes auf geplanter Kabeltrasse UW Parchim Süd-Plau	Neubau		400	01/2022	12/2024	das anzubindende Kabel hat sich verzögert	15.800.000 €	im Bau	abgeschlossen	Anschluss Einspeisung an die Freileitung als Stich
SSt Dömitz	Erweiterung UW Conow	Netzoptimierung und -verstärkung		80	01/2022	12/2024		2.800.000 €	abgeschlossen	Bitte auswählen!	eigenes Kunden-UW

Einbindung 110-kV-Leitung Parchim Süd-Plau in SA Parchim Süd	Errichtung 110-kV-Schaltanlage	Neubau		0	01/2025	01/2025	Grundstücksbeschaffung dauert länger als geplant	5.200.000 €	vorge-sehene Maß-nahme	noch nicht eingeleitet	Umbau Mast 69
Errichtung 110-kV-Schaltanlage Vietlütbe	Errichtung 110-kV-Umspannwerk	Neubau		80	01/2022	01/2025		3.000.000 €	im Bau	abge-schlossen	Errichtung eines neuen UW an einem besseren Standort
Erweiterung UW Conow	Ertüchtigung der Schutz-und Leittechnik,	Ersatz(neu-bau) ohne Erhöhung der Übertragungs-kapazität		0	01/2021	12/2024	Bau dauert länger als geplant	5.200.000 €	im Bau	keine Genehmigung erforderlich	Umfang der Maß-nahme wurde geprüft
Errichtung 110-kV-Schaltanlage Göhren	Erweiterung 110-kV-SA für Anschluss Kundentrafo Tr106	Neubau		80	01/2022	12/2024	Bau UW dauert länger als geplant	2.900.000 €	im Bau	abge-schlossen	Anschluss Einspei-sung an die Freileitung als Stich
Errichtung 110-kV-UW Wanzlitz	Anbindung an das Übertragungsnetz	Neubau		400	01/2035	12/2036		90.800.000 €	vorge-sehene Maß-nahme	noch nicht eingeleitet	HS-Netz-ausbau nach Mühlenbeck
Ertüchtigung UW Crivitz	Anbindung an das Übertragungsnetz	Neubau		400	01/2033	12/2034		33.400.000 €	vorge-sehene Maß-nahme	noch nicht eingeleitet	HS-Netz-ausbau und Ausbau HÖS-HS UW

110-kV-Schaltfeld UW Parchim Süd	Tausch einen 20MVA Tr. Im UW Neustadt/Glewe gegen einen 63/40/40 Tr. Und Neubau einer MS-Schaltanlage	Neubau		43	01/2027	12/2027		2.600.000 €	konkrete Planung	keine Genehmigung erforderlich	3. Trafo
Errichtung 380/110-kV-UW Gallin	Anbindung an das Übertragungsnetz	Neubau		200	01/2037	12/2038		29.900.000 €	vorge-sehene Maß-nahme	noch nicht eingeleitet	110-kV-Leitungs-bau
Errichtung 380/110-kV-UW Ludwigs-lust	20 MVA Trafo wird durch neuen 40 MVA Trafo ersetzt	Ersatz(neu-bau) ohne Erhöhung der Übertra-gungskapazi-tät		20	01/2028	03/2028		1.600.000 €	konkrete Planung	keine Genehmigung erforderlich	Verwen-dung eines Bestand-strafo aus einem an-deren UW
UW Neustadt Glewe zweiter 3W-Trafo	Tausch einen 31,5MVA Tr. Im UW Laage gegen einen 63/40/40 Tr. Und Neubau einer MS-Schaltanlage	Neubau		31,5	01/2026	12/2028		2.600.000 €	konkrete Planung	keine Genehmigung erforderlich	Verwen-dung eines Bestand-strafo aus einem an-deren UW
Errichtung 380/110-kV-UW Siemitz	Zellenanreihung an bestehende Blöcke	Netzoptimie-rung und -verstärkung		60	01/2024	12/2024		750.000 €	im Bau	keine Genehmigung erforderlich	Anbindung Batterie-speicher im HS-oder MS-Netz
UW Conow, Beschaffung 31,5/40 MVA Trafo 102	Neubau einer Mittelspannungs-Schaltstation	Ersatz(neu-bau) ohne Erhöhung der Übertra-gungskapazi-tät		0	06/2024	12/2025		1.500.000 €	konkrete Planung	bereits eingeleitet	Reparatur

UW Laage 3W-Trafo	Neubau eines Um- spannwerks zur Ent- lastung bestehender MS-Netze	Neubau		40	01/2025	12/2026	aufgrund der Bedarfslage	10.350.000 €	kon- krete Planung	bereits eingelei- tet	MS-Netz- ausbau
UW Karstädt - Erweiterung 20-kV-SA	4-Systemige Ein- schleifung UW Ber- nitt	Netzoptimie- rung und - verstärkung	0,1	125	01/2020	12/2024	Projektierung dauert länger als geplant	1.500.000 €	im Bau	abge- schlos- sen	Errichtung eines neuen UW an einem besseren Standort
Ertüchtigung SSt Carlow	Ertüchtigung der Schutz-und Leittech- nik, Fundamente	Ersatz(neu- bau) mit Er- höhung der Übertra- gungskapazi- tät		25	01/2022	12/2027	Bau dauert länger als ge- plant	16.500.000 €	im Bau	abge- schlos- sen	nötige Größe der Kapazitäts- erweite- rungen wurden ge- prüft

7.2 Detaillierte Auflistung der Maßnahmen Hochspannung 2029-2033

7.2.1 Leitungen

Tabelle 9: Maßnahmen zur Engpassvermeidung in der Hochspannung 2029-2033, Leitungen

Betriebsmittel /Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Projektkategorie	Länge des zugebauten, optimierten oder ersetzen Leitungsabschnitts [km]	Änderung der Übertragungskapazität [+/- MVA]	voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Verzögerungsgrund	Kosten (geschätzt) in Euro	Projektstatus	Stand Genehmigungsverfahren	Geprüfte Alternativen
110-kV-Freileitung Güstrow - Wismar Abzweig Bützow DB	Verstärkung 110-kV-Freileitung	Netzoptimierung und -verstärkung	4,9	0	01/2030	12/2030	Änderung in der Ausbauplanung	1.000.000 €	vorgesehene Maßnahme	noch nicht eingeleitet	Leitungsneubau wird geprüft
110-kV-Freileitung Perleberg - Hagenow	Verstärkung 110-kV-Freileitung	Netzoptimierung und -verstärkung	22,2	200	01/2031	12/2032		19.500.000 €	vorgesehene Maßnahme	noch nicht eingeleitet	Leitungsneubau wird geprüft
110-kV-Freileitung Görries - Ziegelsee	Verstärkung 110-kV-Freileitung	Netzoptimierung und -verstärkung	18	35	01/2030	12/2030		3.600.000 €	vorgesehene Maßnahme	noch nicht eingeleitet	Neubau Freileitung wird geprüft
110-kV-Freileitung Görries - Schönberg	Verstärkung 110-kV-Freileitung	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	40,9	260	01/2025	12/2029	Projektierung dauert länger als geplant	47.700.000 €	konkrete Planung	bereits eingeleitet	Umfang der Maßnahme wurde geprüft
110-kV-Freileitung Görries-Brüel	Verstärkung 110-kV-Freileitung	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	24,5	370	01/2025	12/2030	Umfang der Maßnahme wurde durch Planung erhöht	48.800.000 €	konkrete Planung	bereits eingeleitet	Neubau mit einem System

110-kV-Kabel Perleberg-Perleberg West-Quitzow Wind	Einsammel-Kabelnetz von Pe-PeWe-QuiW und/oder HTLS bis QuiW	Neubau	7	400	01/2032	12/2033		50.000.000 €	vorgesehene Maßnahme	noch nicht eingeleitet	Neubau Freileitung
110kV-Leitung Bentwisch-Laage (Ab Mast 27 bis UW Be – Abz. Tessin)	Verstärkung 110-kV-Freileitung	Netzoptimierung und -verstärkung	21,7	102	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		21.700.000€	Rechnerische Bedarfsermittlung		
110kV-Leitung Gös-Wbu21 Ma40 - Ma90 - Wbu	Verstärkung 110-kV-Freileitung	Netzoptimierung und -verstärkung	27,4	164	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		27.400.000€	Rechnerische Bedarfsermittlung		
110kV-Leitung Gös-Lan Ma31-Lan (Kabel)	Verstärkung 110-kV-Freileitung	Netzoptimierung und -verstärkung	1,49	27	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		1.490.000€	Rechnerische Bedarfsermittlung		
110kV-Leitung Güstrow - Wismar	Verstärkung 110-kV-Freileitung	Netzoptimierung und -verstärkung	58,9	199	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		58.900.000€	Rechnerische Bedarfsermittlung		
110kV-Leitung Perleberg - Hagenow Ma 102-130	Verstärkung 110-kV-Freileitung	Netzoptimierung und -verstärkung	7,1	297	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		7.100.000€	Rechnerische Bedarfsermittlung		
110kV-Leitung Perleberg - Hagenow Ma130-Ma150	Verstärkung 110-kV-Freileitung	Netzoptimierung und -verstärkung	5,5	181	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		5.500.000€	Rechnerische Bedarfsermittlung		

110kV-Leitung Perleberg - Ha- genow Ma1- Ma 32	Verstärkung 110-kV-Freilei- tung	Netzoptimie- rung und -ver- stärkung	8,2	498	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		8.200.000€	Rechneri- sche Be- darfser- mittlung		
110kV-Leitung Perleberg - Ha- genow Ma32- Ma75	Verstärkung 110-kV-Freilei- tung	Netzoptimie- rung und -ver- stärkung	3,0	407	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		3.000.000€	Rechneri- sche Be- darfser- mittlung		
110kV-Leitung Perleberg - Ha- genow Ma75- Ma 84	Verstärkung 110-kV-Freilei- tung	Netzoptimie- rung und -ver- stärkung	2,35	372	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		2.350.000€	Rechneri- sche Be- darfser- mittlung		
110kV-Leitung Perleberg - Ha- genow UW- Ma1	Verstärkung 110-kV-Freilei- tung	Netzoptimie- rung und -ver- stärkung	0,25	344	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		250.000€	Rechneri- sche Be- darfser- mittlung		
110kV-Leitung Pe-Wit Ma1- Ma5	Verstärkung 110-kV-Freilei- tung	Netzoptimie- rung und -ver- stärkung	1,2	32	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		1.200.000€	Rechneri- sche Be- darfser- mittlung		

7.2.2 Standorte und Transformatoren

Tabelle 10: Maßnahmen zur Engpassvermeidung in der Hochspannung 2029-2033, Standorte

Betriebsmittel / Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Projektkategorie	Länge des zugebauten, optimierten oder ersetzen Leitungsabschnitts [km]	Änderung der Übertragungskapazität [+/- MVA]	voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Verzögerungsgrund	Kosten (geschätzt) in Euro	Projektstatus	Stand Genehmigungsverfahren	Geprüfte Alternativen
Errichtung 110-kV-UW Mühlenbeck	Anbindung an das Übertragungsnetz	Neubau		400	01/2028	12/2030	vorgezogen	124.000.000 €	konkrete Planung	noch nicht eingeleitet	HS-Netzausbau
Errichtung 110-kV-UW Brunow	Anbindung an das Übertragungsnetz	Neubau		400	01/2031	12/2032		67.100.000 €	vorgesehene Maßnahme	noch nicht eingeleitet	HS-Netzausbau und Ausbau HÖS-HS UW

7.3 Detaillierte Auflistung der Maßnahmen Hochspannung 2034-2045

7.3.1 Leitungen

Tabelle 11: Maßnahmen zur Engpassvermeidung in der Hochspannung 2034-2045, Leitungen
Tabelle 3: Maßnahmen zur Engpassvermeidung in der Hochspannung 2034-2045, Leitungen

Betriebsmittel /Maßnahme	Projektkategorie	Änderung der Übertragungskapazität [+/- MVA]	Projektstatus
110-kV-Leitung Görries – Schönberg, Abz. Gadebusch	Netzoptimierung und -verstärkung	42	Rechnerische Bedarfsermittlung
110-kV-Leitung Görries – Schönberg, Abz Rehna	Netzoptimierung und -verstärkung	82	Rechnerische Bedarfsermittlung
110-kV-Leitung Boizenburg – Hagenow, Ma273 bis SA Hagenow	Netzoptimierung und -verstärkung	19	Rechnerische Bedarfsermittlung
110-kV-Leitung Bentwisch-Laage (Ab Mast 27 bis UW Be - Abz Tessin)	Netzoptimierung und -verstärkung	175	Rechnerische Bedarfsermittlung
110-kV-Leitung Görries – Boizenburg, Boi-Ma201	Netzoptimierung und -verstärkung	5	Rechnerische Bedarfsermittlung
110-kV-Leitung Görries-Lankow Ma31-Lan (Kabel)	Netzoptimierung und -verstärkung	4	Rechnerische Bedarfsermittlung
110-kV-Leitung Görries – Wittenburg, Gös-Ma40	Netzoptimierung und -verstärkung	42	Rechnerische Bedarfsermittlung
110-kV-Leitung Görries – Wittenburg Ma40 - Ma90 -Wbu	Netzoptimierung und -verstärkung	165	Rechnerische Bedarfsermittlung
110-kV-Leitung Güstrow – Brüel, (Ab UW Güstrow Land und Güstrow)	Netzoptimierung und -verstärkung	42	Rechnerische Bedarfsermittlung
110 kV-Leitung Güstrow-Wismar	Netzoptimierung und -verstärkung	82	Rechnerische Bedarfsermittlung

110-kV-Leitung Parchim – Parchim Süd, PmS-Par	Netzoptimierung und -verstärkung	117	Rechnerische Bedarfsermittlung
110-kV-Leitung Perleberg – Wittenberge, Pe-Wit Ma1-Ma5	Netzoptimierung und -verstärkung	33	Rechnerische Bedarfsermittlung

7.3.2 Standorte und Transformatoren

Tabelle 12: Maßnahmen zur Engpassvermeidung in der Hochspannung 2034-2045, Standorte

Betriebsmittel /Maßnahme	Projektkategorie	Änderung der Übertragungskapazität [+/- MVA]	Projektstatus
Errichtung 380/110-kV-UW Gallin	Neubau	400	vorgesehene Maßnahme
Errichtung 380/110-kV-UW Ludwigslust	Neubau	400	vorgesehene Maßnahme
Errichtung 380/110-kV-UW Siemitz	Neubau	200	vorgesehene Maßnahme

7.4 Detaillierte Auflistung der Maßnahmen Mittelspannung 2023-2028

7.4.1 Leitungen

Table 13: Maßnahmen zur Engpassvermeidung in der Mittelspannung 2023-2028, Leitungen

Betriebsmittel /Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Projektkategorie	Länge des zugebauten, optimierten oder ersetzen Leitungsabschnitts [km]	Typ ist	Typ neu	voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Verzögerungsgrund	Kosten (geschätzt) in Euro	Projektstatus	Stand Genehmigungsverfahren	Geprüfte Alternativen
Hühnerbusch - Neu-Gülze	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	2,0	AS-H140-H3x95/15	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Noch nicht bekannt			550.000	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT
Preten SW - Niendorf	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	3,3	AS-H140-H3x95/15	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		910.000	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT
Krainke SW - Dellien	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	2,5	AS-H170-H3x95/15	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		700.000	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT
Besitz (Kuhlenf.) – Besitz (alt SW)	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	1,5	AS-H140-H3x95/15	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		420.000	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT
Besitz (alt SW) - Preten (SW)	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	0,9	AS-H140-H3x95/15	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		250.000	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT

Kranke (Niendf. SW) - Neuhaus	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	0,1	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		30.000	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT
Neu Gülze/Blücher - ST-Blücher	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	0,3	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		91.000	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT
UW-Boi - Abzm. Hühnerbusch	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	1,5	AS-H140-H3x95/15	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		412.000	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT
Besitz SW Alt – Besitz SW	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	0,1	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		87.000	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT
ST-Besitz – KuhInfd.S./Besitz	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	0,3	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		120.00	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT
Neu Gülze Bahn – Neu Gülze Biogas	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	0,4	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		110.000	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT
Neu Gülze Biogas - Neu Gülze Kreuzweg	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	0,01	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		170.000	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT
Neu Gülze Chaussee – Neu Gülze MS-KV	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	0,01	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		20.000	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT
Neu Gülze MS-KV - Neu Gülze Bahn	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	0,01	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		110.000	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT

Neu Gülze Kreuzweg - MLT 816	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	0,1	NA2XS(F)2 Y3x1x120(1)	N2XS(F)2Y3 x1x630_35_20kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		30.000	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT
Niendorf - Neuhaus	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	0,1	NA2XS(F)2 Y3x1x120(1)	N2XS(F)2Y3 x1x630_35_20kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt			Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT
Boizenburg UW – Boizenburg Neu Gülzer Chaussee	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	0,7	NA2XS(F)2 Y3x1x120(1)	N2XS(F)2Y3 x1x630_35_20kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt			Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT
ST-VUW Boizenburg Bl - ST-Chaussee / Neu	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	2,3	NA2XS(F)2 Y3x1x120(1)	N2XS(F)2Y3 x1x630_35_20kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		600.000	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT
TrSt Rosien SW - SSt.Neuhaus	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	0,1	NA2XS(F)2 Y 1x120RM 12/20kV ir	N2XS(F)2Y3 x1x630_35_20kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		25.000	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT
ST-Rosien SW - Kam.Neuhaus/Rosien	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	0,02	NA2XS(F)2 Y3x1x150	N2XS(F)2Y3 x1x630_35_20kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		6.300	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT
ST-Rosien SW - ST-Sückkau / Sückkau	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	2,0	NA2XS(F)2 Y3x1x120(1)	N2XS(F)2Y3 x1x630_35_20kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		558.000	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT
TrSt Liepe Dorf - ÜGS Polz Solar	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	6,0	NA2XS(F)2 Y3x1x120	N2XS(F)2Y3 x1x630_35_20kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		1.700.000	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT

KAM ST-Dorf Woosmer - ST-Dorf / Woosmer	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	0,2	NAHKBA3x70	NA2XS(F)2Y3x1x240_24kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		41.000	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT
ST-Woosmer Hof / Woo. - KAM ST-Woos.	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	0,2	NAHKBA3x70	NA2XS(F)2Y3x1x240_24kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		33.000	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT
Abzm.Neu Mühle - Abzm.Neu Mistorf	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	2,0	AL-H140-S3x70	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		553.000	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT
KAM Karow Rtg.Werle - Abzm.Siemitz	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	2,5	AL-H140-H3x70	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		712.000	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT
KAM Strenz Tel.Rtg.T - Abzm.Strenz Ausb.	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	1,9	AS-H170-H3x95/15	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		522.000	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT
Abzm.Barner Stück/Ki. - Abzm.Groß Trebbow	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	2,7	AS-H140-S3x70/12	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		540.000	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT
ST-Kirch Stück - Abzm.Barner Stück/Ki.	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	0,1	NA2XS(F)2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x240_24kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		12.000	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT

22896806	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	0,003	N2XS(Y)3x1x35	NA2XS(F)2 Y3x1x150_24kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		563	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT
ST-Obstkühler/Wittenb.-ST-Wölzow	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	0,01	NA2XS(F)2 Y3x1x120(1)	NA2XS(F)2 Y3x1x150_24kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		3.379	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT
ST-Obstkühler/Wittenb.-ST-Wölzower We.	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	0,3	NA2XS(F)2 Y3x1x120(1)	NA2XS(F)2 Y3x1x150_24kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		64.000	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT
UW-Witterburg - ST-Wasserswerk	Verstärkung MS-Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	0,02	NA2XS(F)2 Y3x1x120(1)	NA2XS(F)2 Y3x1x150_24kV_opt	Noch nicht bekannt	Noch nicht bekannt		4.000	Rechnerische Bedarfsermittlung	noch nicht eingeleitet	MS-Längsregler, rONT

7.4.2 Standorte und Transformatoren

Tabelle 14: Maßnahmen zur Engpassvermeidung in der Mittelspannung 2023-2028, Standorte

Betriebsmittel /Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Projektkategorie	Länge des zugebauten, optimierten oder ersetzen Leitungsabschnitts [km]	Änderung der Übertragungskapazität [+/- MVA]	voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Verzögerungsgrund	Kosten (geschätzt) in Euro	Projektstatus	Stand Genehmigungsverfahren	Geprüfte Alternativen
Ertüchtigung SSt Medow	Ertüchtigung der Schutz- und Leittechnik	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität		0	06/2024	12/2025	Umfang der Maßnahme wurde durch Planung erhöht	2.200.000	konkrete Planung	Noch nicht eingeleitet	Umfang der Maßnahme wurde geprüft
Ertüchtigung SSt Vellahn	Ertüchtigung der Schutz- und Leittechnik	Ertüchtigung der Schutz- und Leittechnik		0	06/2024	12/2025	Umfang der Maßnahme wurde durch Planung erhöht	2.200.000	konkrete Planung	Noch nicht eingeleitet	Umfang der Maßnahme wurde geprüft
Ertüchtigung SSt Zarrentin	Ertüchtigung der Schutz- und Leittechnik	Ertüchtigung der Schutz- und Leittechnik		0	01/2025	12/2025	Projektierung gleicher Projekte dauert länger als geplant	1.190.000	konkrete Planung	Keine Genehmigung erforderlich	Umfang der Maßnahme wurde geprüft
Ertüchtigung SSt Berge	Ertüchtigung der Schutz- und Leittechnik	Ertüchtigung der Schutz- und Leittechnik		0	01/2025	12/2025	Projektierung gleicher Projekte dauert länger als geplant	1.700.000	konkrete Planung	Keine Genehmigung erforderlich	Umfang der Maßnahme wurde geprüft

Ertüchtigung SSt Zülow	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	Ertüchtigung der Schutz- und Leittechnik		0	01/2026	12/2026	Priorisierung eines anderen Projektes	450.000	konkrete Planung	Keine Genehmigung erforderlich	Umfang der Maßnahme wurde geprüft
SSt Heiddorf	Neubau	Neubau		10	01/2023	03/2024	Kunde der Netzausbau begründet hat Verzögerungen		abgeschlossen	abgeschlossen	
SSt Glöwen	Ersatzneubau einer Mittelspannungsschaltstation	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität		0	01/2024	12/2024	Schaltstation muss an einem anderen Ort neu errichtet werden	1.800.000	im Bau	abgeschlossen	Ertüchtigung der alten SSt Glöwen
SSt Dömitz	Ersatzneubau einer Mittelspannungsschaltstation	Rückbau / Altlastentsorgung		0	01/2024	12/2024	auf Neubau SSt Heiddorf wurde gewartet	300.000	im Bau	abgeschlossen	Ertüchtigung der SSt
UW Karstädt - Erweiterung 20-kV-SA	Zellenanreicherung an bestehende Blöcke	Netzoptimierung und -verstärkung		60	01/2024	12/2024		750.000	im Bau	Keine Genehmigung erforderlich	Anbindung Batteriespeicher im HS- oder MS-Netz
Ertüchtigung SSt Carlow	Neubau einer Mittelspannungsschaltstation	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität		0	06/2024	12/2025		1.500.000	Konkrete Planung	bereits eingeleitet	Reparatur

7.5 Detaillierte Auflistung der Maßnahmen Mittelspannung 2029-2033

7.5.1 Leitungen

Tabelle 14: Maßnahmen zur Engpassvermeidung in der Mittelspannung 2029-2033, Leitungen

Betriebsmittel /Maßnahme	Typ ist	Typ soll	Projektstatus
ST-VUW Boizenburg - ST-Neu Gülzer Chaussee	NA2XS(F)2Y3x1x240	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
Abzm. Dellien - MLT819 Kam. SW Krain	AS-H170-H3x95/15	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
Kam./Abzm. Niendorf - ST-Mühle / Niendorf	NA2XS(F)2Y3x1x240	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
Abzm. Tongrube/Neuhaus - MLT837/Pop.	AS-D125-S3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x150_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
SW Krainke - SSt.Neuhaus	NA2XS(F)2Y3x1x240	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
Kam.Stapel/Neuhaus - Kam.Neuhaus/Stapel	AS-H170-H3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
Kam.Zeetze/Stapel - Kam.Gutitz/Zee.	AL-H140-H3x70	NA2XS(F)2Y3x1x150_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
MT827/Kam.Neu Garge/Neuhaus - Abzm.Neuh.	AS-H170-H3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
ST-Mühle / Niendorf - ST-Niendorf	NA2XS(F)2Y3x1x240	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
ST-Niendorf - ST-SW Krainke / Niendorf	NA2XS(F)2Y3x1x240	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
ST-Mühle / Niendorf - ST-Niendorf	NA2XS(F)2Y3x1x240	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
St.Blücher/Blücher - St.Besitz	NA2XS2Y3x1x240	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
Abzm. Sumte/ Timkenb - ST-Sumte / Sumte	AL-H140-S3x35	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
Abzm. Wendischthun - Abzm. Stiepelse	AS-H140-S3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x500_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
Kam. SW Mankenwerder - ST-SW Mankenwerde	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	NA2XS(F)2Y3x1x300_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
MLT 811Kam.BHKW Wend - Abzm. Wendischthu	AS-H140-S3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x500_24kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
Kam.Mankenw. / Sumte - ST-Bürodorf / Sum.	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	NA2XS(F)2Y3x1x300_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
MLT812 Abzm.Neu Bleckede - MLT813 / Hint.	AS-H140-H3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x500_24kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
MLT813 / Hinterhagen - Kam. /MLT811 BHKW	AS-H140-S3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x500_24kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
ST-Bürodorf / Sumte - Kam. Neuhaus / Sum.	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	NA2XS(F)2Y3x1x300_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung

ST-SW Mankenwerder / - Kam. SW Mankenwer	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	NA2XS(F)2Y3x1x500_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
Sückau_RosienSW	NA2XS(F)2Y 1x240RM 12/20kV ir	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
Bra_Sückau	NA2XS(F)2Y 1x500RM 12/20kV ir	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
TrSt Rosien SW - SSt.Neuhaus	NA2XS(F)2Y 1x240RM 12/20kV ir	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
Kam.Neuhaus/Haar - ST-Haar/Haar	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
Kam.St.Rosengarten/Neuh.-St.Rosengarten	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	NA2XS(F)2Y3x1x300_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
SSt.Neuhaus/SS2 - MT821/Kam.Haar/Neuhaus	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
SSt.Neuhaus/SS2 - Kam.Rosengarten/Neuhau	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	NA2XS(F)2Y3x1x300_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
MT821/Kam.Haar/Neuhaus - Kam.Neuhaus/Haa	AS-H170-H3x95/15	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
ST-Privelack - ST-Rassau	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	NA2XS(F)2Y3x1x150_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
ST-Rassau - ST-Bitter	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	NA2XS(F)2Y3x1x150_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
ST-Vockfey - ST-Pommou	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	NA2XS(F)2Y3x1x150_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
KAM TrSt Rühn/Hof - Abzm Rühn/Müggenhors	AL-H140-H3x70	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
UW Conow - TrSt Göhren Bahnhof	NA2XS(F)2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x300_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
KAM TrSt Polz Dorf - Abzw Breetz	AS-H140-S3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
MLT 318 / KAM TrSt Lieve Dorf - TrSt Lie	NA2XS(F)2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
ST- Laave / Matthies - Kam Matthies/Laav	NA2XS2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
KAM ST-WoosmerHof Rt - ST-Woosmer Hof /	NA2XS(F)2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
KAM ST-Dorf Woosmer - ST-Dorf / Woosmer	NA2XS(F)2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
UW Conow - TrSt Probst Woos	NA2XS(F)2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
TrSt Schlesin - KAM Woosmer Hof MLaT 308	NA2XS(F)2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
TrSt Probst Woos - TrSt Schlesin Hof_a	NA2XS(F)2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
ST-Woosmer Hof / Woo - KAM ST-Woosmer Ho.	NA2XS(F)2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
ST-Dorf / Woosmer - ST-Laave / Matthies	NA2XS2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung

TrSt Probst Woos - TrSt Schlesin Hof	NA2XS(F)2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
Abzm.Neu Mistorf - TrSt Neu Mistorf / M	AS-H170-H3x95/15	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
Abzm.Siemitz / Neu M - MLT 376	AL-H140-S3x70	NA2XS(F)2Y3x1x500_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
Abzwm. Göldenitz Dor - Abzwm. Göldenitz	AS-H170-H3x95/15	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
MLT 376 - Abzm.Neu Mühle	AL-H140-S3x70	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
Abzwm. Göldenitz Sch - KAM Rukieten	AS-H170-H3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
KAM Karow Rtg.TrSt.S - TrSt Karow Solar	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
KAM Ltg. Güstrow - Abzwm. Göldenitz Dor	AS-H170-H3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x300_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
KAM Rukieten - TrSt Rukieten	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
SSt Schwaan - MLaT 468/KAM SSt Schwaan/L	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
Abzwm.Strenz Ausbau - KAM Karow Rtg.TrSt	AS-H170-H3x95/15	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
TrSt -Telekom / Stre - KAM Strenz Tel.Rt	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
TrSt Karow Solar - TrSt. Karow / bei Gü	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
TrSt Neu Mistorf / M - TrSt Rukieten	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
TrSt Schwa / Warnowstr.- TrSt Schwa / Tei.	NAHKBA3x50	NA2XS(F)2Y3x1x150_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
TrSt. Karow / bei Gü - KAM Karow Rtg.Wer.	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
MLaT 860 - Abzm.Barner Stück/Ki.	AS-H140-S3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x500_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
Kam.UW Lankow Ltg.Kl - MLaT 860	AL-H140-S3x95	NA2XS(F)2Y3x1x500_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
Abzm.Kl.Grenz / Ausb - Abzm.Boldenstorf	AL-H140-H3x70	NA2XS(F)2Y3x1x150_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
Abzm.Boldenstorf - KAM Rtg. Gr. Belitz	AL-H140-H3x70	NA2XS(F)2Y3x1x150_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
Abzm Penzin/Schule - MLaT 480	AS-H140-H3x95/15	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
MLaT 52 - Abzw. Seddin Ausbau	AL-H140-H3x70	NA2XS(F)2Y3x1x300_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
UW Perleberg - MS Verteiler WEMAG AG	NA2XS(F)2Y3x1x240	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung
Kam.Luckwitz/Zwölf Apostel - ST-Luckwitz	AL-H140-S3x120	NA2XS(F)2Y3x1x300_20kV_opt	Rechnerische Bedarfsermittlung

MLT650/St.Presek/Ausbau - Abzm. /Kam.Bak.	AL-H140-S3x120	NA2XS(F)2Y3x1x300_20kV_ opt	Rechnerische Bedarfser- mittlung
--	----------------	--------------------------------	-------------------------------------

7.5.2 Standorte und Transformatoren

Tabelle 15: Maßnahmen zur Engpassvermeidung in der Mittelspannung 2029-2033, Standorte und Transformatoren

Standort	Projektkategorie	Änderung der Über- tragungsleistung [MVA]	Projektstatus
UW Boizenburg	MS-Längsregler	0	Rechnerische Bedarfser- mittlung
UW Brüel	MS-Längsregler	0	Rechnerische Bedarfser- mittlung
UW Conow	MS-Längsregler	0	Rechnerische Bedarfser- mittlung
UW Parchim	MS-Längsregler	0	Rechnerische Bedarfser- mittlung
UW Herzberg	MS-Längsregler	0	Rechnerische Bedarfser- mittlung

7.6 Detaillierte Auflistung der Maßnahmen Mittelspannung 2034-2045

7.6.1 Leitungen

Tabelle 16: Maßnahmen zur Engpassvermeidung in der Mittelspannung 2034-2045, Leitungen

Betriebsmittel /Maßnahme	Typ ist	Typ soll	Projektstatus
MLT837/Popelau - Abzm.Darchau/Konau	AL-H140-H3x50	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
SSt.Neuhaus/SS1 - MT827/Kam.Neu Garge/Ne.	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
ST-Haarer Str./Stapel - ST-Stapel	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Abzm Lehmburg / Banz - MLT 750 / Kam Ban	AS-H170-H3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Kam.Zahrensdorf - MLT 743/Kam. /Tessin	AL-H140-H3x120	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
MLT 741/Kam. /Tessin - ST-Fischteiche / B	AL-H140-H3x120	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
ST-Ausbau / Camin - Kam / Abzm. Vietow	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Kam Marsow / Vellahn - Kam Vellahn / Mar	AS-H140-H3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x300_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Abzm. Sumte/ Timkenb - ST-Sumte / Sumte	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	NA2XS(F)2Y3x1x240_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Abzm. Franzhagen - Abzm. Soltow	AL-H140-H3x120	NA2XS(F)2Y3x1x500_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Abzm.Bleckede Holz - MLT812 Abzm.Neu Ble	AL-H140-S3x120	NA2XS(F)2Y3x1x500_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Abzm. Stiepelse - Abzm. MT 839	AS-H140-S3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x300_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Abzm. Soltow - Abzm. Bleckede Holz	AL-H140-S3x120	NA2XS(F)2Y3x1x500_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Abzm.MLT839 - MLT831 / Sumte	AS-H140-S3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x300_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Kam. Neuhaus / Sumte - Abzm. Sumte/ Timk	AS-H140-S3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x300_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Kam. SW Mankenwerder - Abzm. Franzhagen	AL-H140-S3x120	NA2XS(F)2Y3x1x500_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Kam. UW Bzb Ltg. SW - Kam. SW Mankenwer	AL-H140-S3x120	NA2XS(F)2Y3x1x300_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
MLT831 / Sumte - Kam.Mankenw. / Sumte	AS-H140-S3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x300_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
ST-VUW Boizenburg Bl - Kam. UW Bzb Ltg.	NA2XS(F)2Y3x1x240	NA2XS(F)2Y3x1x300_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
St.Rosengarten/Neuh. - St.Am Markt/Neuha.	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	NA2XS(F)2Y3x1x240_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Kam.Rosengarten/Neuhaus - Kam.St.Rosenga.	AS-H140-H3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x300_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung

St.Amstskoppel/Neuh. - St.Carrenzin/Neuh.	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
St.Carrenzin/Neuh. - St.Kirche/Neuh.	NAHKBA3x120	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
St.Am Markt/Neuh. - St.Amstskoppel/Neuh.	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
KAM Gaegel./Ltg.Dabel/Dorf - Abzm Dabel/	AS-H170-S3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Abzm. Sagsdorf / Stb - Abzwm.TrSt Sternb	AL-H140-S3x120	NA2XS(F)2Y3x1x300_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Abzwm.TrSt Sternberg - KAM Sternb.Burg R.	AS-H170-H3x95/15	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Abzm. Witzin / Bereg - KAM Ltg. Loiz	AS-H140-H3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x300_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
KAM Kläranlage Stern - Abzm Groß Raden/W	AS-H140-H3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
KAM Ltg. Dabel Dorf - Abzwm. Rtg.MLT 91	AL-H140-H3x70	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
MLT 996 - Abzm. Sagsdorf / Stb	AL-H140-S3x120	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
MLaT 476 - KAM Loiz/Rtg. Gr.Raden	AL-H140-H3x70	NA2XS(F)2Y3x1x300_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Kam.UW-Brüel Ltg.Zue - Abzm. Sülten / We.	AL-H140-S3x120	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
KAM Steinh./Gärtner - KAM TrSt. Rühn Ho.	AS-H170-H3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Abzm Rühn/Müggenhorst - KAM Baumgarten/B.	AS-H170-H3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
TrSt Polz Wohnungsbau - TrSt Polz Dorf	NA2XS(F)2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
TrSt Göhren Bahnhof - TrSt Neu Göhren	NA2XS(F)2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
ÜGS Polz Solar - TrSt Polz Wohnungsbau	NA2XS(F)2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
KAM UW Conow - KAM Malliß Ziegelleiweg	AL-H140-S3x95	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
KAM Malliß Bahnhof - KAM Kaliß Dorf	AL-H140-S3x95	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
KAM UW Conow - Abzw Heidhof Raddenfort	AL-H070-S3x95	NA2XS(F)2Y3x1x300_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
TrSt Dömitz Am Floßgraben - TrSt Dömitz	NA2XS(F)2Y3x1x120(3)	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
KAM Dömitz Am Floßgr. - TrSt Dömitz	NA2XS(F)2Y3x1x120(3)	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
TrSt Dömitz Schöpfwerk - SSt Dömitz	NA2XS(F)2Y3x1x120(3)	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
UW Conow - KAM Dömitz Am Floßgraben	NA2XS(F)2Y3x1x120(3)	NA2XS(F)2Y3x1x240_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung

Kam Wasserwerk/Kaarßen - ST-WW / Kaarßen	NA2XS(F)2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
MLaT 308 / KAM Rtg W - KAM ST-WoosmerHof	AS-H170-H3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x240_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
KAM ST-Woosmer Hof R - Abz.Woosmer /Jabe	AS-H170-H3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x240_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Probs Woos3	NA2XS(F)2Y 1x120RM 12/20kV ir	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Abz.Woosmer /Jabel B - KAM ST-Dorf Woosm.	AS-H170-H3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x240_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Kam Matthies/Laave - ST-Laave / Kurve	AS-H140-S3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x240_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
ST-Rinderzucht/Kaarßen - ST-Kaarßen	NA2XS(F)2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
ST-WW / Kaarßen - ST-Rinderzucht / Kaarß	NA2XS(F)2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
KAM Vietlüber Ch. G - Kam.Reinhardtsdorf	AS-H170-H3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x300_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Abzm.Bendhof Ziegele - Abzm.Ziegelei Ben.	AL-H140-S3x95	NA2XS(F)2Y3x1x240_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Abzm.Kaeselow - Kam.Lützw Rtg.Gadab.	AS-H140-S3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Abzm.Ziegelei Bendho - MLaT 778 / Abzm.N.	AS-H140-H3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x300_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Kam.Pokrent Rtg.Renz - Abzm. Renzow Dorf	AS-H140-H3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
ST-Getreidewirtschaft - ST-Gärtnerei / Lü	NA2XS(F)2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
MLaT 778 / Abzm.Nord - Abzm.Wachtelfarm/	AS-H140-S3x95/15	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Kam.Lützw Rtg.Alt S - Kam.Siedlg.Pokren	AL-H140-S3x70	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Kam.Reinhardtsdorf Rt - ST-Reinhardtsdorf	NAHKBA3x120	NA2XS(F)2Y3x1x240_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
ST-Reinhardtsdorf 2 - Abzm.Bendhof Ziege	AL-H140-S3x95	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
ST-Schweriner Straße - ST-GG / Lützw	NA2XS(F)2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
KAM Karow Rtg.Werle - Abzm.Siemitz / Ne.	AS-H140-H3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x240_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
TrSt Zepelin / Ausba - TrSt Dorf / Zepel	NA2XS(F)2Y3x1x120(1)	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
UW Lankow/ TrSt Schweriner Str. Witt.	NA2XS(F)2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x300_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
ST-Am Försterweg / W - ST-Woltersmoor /	NA2XS(F)2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x240_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
ST-Woltersmoor / Wit - ST-GG / Wittenför	NA2XS(F)2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x240_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung

ST-Schweriner Str. / - ST-Am Försterweg	NA2XS(F)2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x300_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs-ermittlung
UW Lankow-Stat. Medeweger Str.	NA2XS(F)2Y3x1x240	NA2XS(F)2Y3x1x500_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs-ermittlung
ST-UW Lankow - Kam.UW Lankow Ltg.K(15)	NAHKBA3x240	NA2XS(F)2Y3x1x500_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs-ermittlung
TrSt / Carlshöher Weg - TrSt Ahornweg /	NA2XS(F)2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs-ermittlung
TrSt / Kirch Stück - TrSt Carlshöher Weg	NA2XS(F)2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs-ermittlung
Kam.Kl.Trebbow Rtg.A - Abzm.Böken / Nien.	AS-H140-S3x70/12	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs-ermittlung
Kam./Abzm.Ausbau Hun - Kam.Alte Dorfstra.	AS-H170-S3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs-ermittlung
Abzm.Böken / Nienmar - Kam.Kl.Trebbow/Al.	AS-H140-S3x70/12	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs-ermittlung
ST-II Siedlung / See - ST-I / Seehof	NA2XS(F)2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs-ermittlung
KAM Weisin Rtg.Gallin-Abzm.Charlottenhof	AS-H170-H3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs-ermittlung
Abzm.Charlottenhof-Abzm.Zahren	AS-H170-H3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs-ermittlung
Abzm.Zahren-KAM Gallin Rtg.Weisin	AS-H170-H3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs-ermittlung
Abzm.Kl.Belitz / Sch - Abzm.Kl.Belitz	AL-H140-H3x50	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs-ermittlung
Abzm. Bernitt Ausbau - KAM Bernitt WB.	AL-H140-H3x70	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs-ermittlung
Abzm.Selow / Nord - Abzm.Kl.Belitz / Sch.	AL-H140-H3x50	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs-ermittlung
Abzm.Kl.Belitz / Dor - KAM Kl.Belitz WB.	AS-H140-H3x50/8	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs-ermittlung
Abzm.Bernitt / Agrar - KAM Penzin	AS-H140-H3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs-ermittlung
Abzm.Belitz / Krugla - Abzm.Selow / Nord	AL-H140-H3x50	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs-ermittlung
Abzw. Klein Linde - KAM Rohlsdorf Am WW.	AL-H070-S3x95	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs-ermittlung
Abzw. Burow Ausbau - KAM Simonshof	AS-H170-H3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs-ermittlung
MSV Lübzow WEMAG AG - KAM Rohlsdorf WW.	NA2XS(F)2Y3x1x240	NA2XS(F)2Y3x1x300_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs-ermittlung
TrSt Hellburg - TrSt Tacken Dorf	NA2XS(F)2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs-ermittlung
TrSt Tacken - TrSt Tacken Im Busch	NA2XS(F)2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs-ermittlung
Bülow Warnekow	NA2XS(F)2Y 1x240RM 12/20kV ir	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs-ermittlung

ST-UW Rehna-20 - MLaT 766 / Kam.Warne.	NA2XS(F)2Y3x1x240	NA2XS(F)2Y3x1x300_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
ST-SSt Carlow - Trst Am Hofefeld	NA2XS(F)2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x240_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
ST-SSt Carlow - ST-MESA / Carlow	NA2XS(F)2Y3x1x120(3)	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Kam/Abzm.Cronskamp - Abzm.Klein Molzahn	AS-H140-H3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Abzm.Bülow - MLaT 777 / Kam. St.S.	AS-H140-H3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x300_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Abzm.Klein Molzahn - Abzm.Groß Molzahn	AS-H140-H3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Kam.Stove Rtg.Carlow - ST-Stove	NA2XS(F)2Y3x1x120(3)	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
MLaT 766 / Kam.Warne - Abzm.Bülow	AS-H140-H3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x300_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
UW Wittenberge - TrSt Weisen Heinestraße	NA2XS(F)2Y3x1x240	N2XS(F)2Y3x1x630_35_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
ST-UW Wüstmark - ST-GG III / Pampow	NAHKBA3x120	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
Kam.Radelübbe/Gammelin - Kam.Gammelin/Ra.	AS-H140-H3x95/15	NA2XS(F)2Y3x1x240_20kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
ST-Hülseburg / Hülse - Kam Gammelin / Hü.	NA2XS(F)2Y3x1x120	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung
ST-Nord / Tessin - Kam. Rtg. Wittenburg	AL-H140-H3x50	NA2XS(F)2Y3x1x150_24kV_opt	Rechnerische Bedarfs- ermittlung

7.6.2 Standorte und Transformatoren

Tabelle 17:Maßnahmen zur Engpassvermeidung in der Mittelspannung 2034-2045, Standorte und Transformatoren

Betriebsmittel /Maß- nahme	Projektkategorie	Nennleistung	Status
TrSt / Campow / Campow		1000 kVA	Rechnerische Bedarfser- mittlung
TrSt / Utecht / Utecht		1000 kVA	Rechnerische Bedarfser- mittlung
TrSt / Thandorf / Thandorf		1000 kVA	Rechnerische Bedarfser- mittlung
ÜGS / Thandorf / Bio		1000 kVA	Rechnerische Bedarfser- mittlung
USt / Thandorf / Bio		1000 kVA	Rechnerische Bedarfser- mittlung
TrSt / Heiligeland / Heilige- land		1000 kVA	Rechnerische Bedarfser- mittlung
TrSt / Schlagsdorf / Neuer Weg		1000 kVA	Rechnerische Bedarfser- mittlung
TrSt / Berge / Schule		1000 kVA	Rechnerische Bedarfser- mittlung

TrSt / Berge / PV Piower Str.		1000 kVA	Rechnerische Bedarfsermittlung
TrSt / Schlagsdorf / Hauptstraße		1000 kVA	Rechnerische Bedarfsermittlung
TrSt / Berge / Simonshof		1000 kVA	Rechnerische Bedarfsermittlung
TrSt / Turloff / Turloff		1000 kVA	Rechnerische Bedarfsermittlung
TrSt / Wamckow / Dorf		1000 kVA	Rechnerische Bedarfsermittlung
TrSt / Wamckow / Gut		1000 kVA	Rechnerische Bedarfsermittlung
TrSt / Schlagsdorf / WB		1000 kVA	Rechnerische Bedarfsermittlung
TrSt / Burow / Ausbau		1000 kVA	Rechnerische Bedarfsermittlung
TrSt / Dessin / Dessin		1000 kVA	Rechnerische Bedarfsermittlung
TrSt / Hohen Pritz / Siedlung		1000 kVA	Rechnerische Bedarfsermittlung
TrSt / Hohen Pritz / Hohen Pritz		1000 kVA	Rechnerische Bedarfsermittlung
TrSt / Gültitz / Stadthof Putlitz		1000 kVA	Rechnerische Bedarfsermittlung
TrSt / Kukuk / Kukuk		1000 kVA	Rechnerische Bedarfsermittlung
TrSt / Gültitz / Dorf		1000 kVA	Rechnerische Bedarfsermittlung
TrSt / Gültitz / Hof		1000 kVA	Rechnerische Bedarfsermittlung