Netzausbauplan 2026 – Entwurf – Netzgesellschaft Potsdam



Netzgesellschaft Potsdam

Entwurf

Impressum/Lizenzhinweis:

Titel: Netzausbauplan 2026 – Netzgesellschaft Potsdam

Herausgeber und Lizenzgeber:
Netzgesellschaft Potsdam GmbH
Großbeerenstraße 231, Haus 2
14480 Potsdam

Veröffentlichungsdatum: 02.11.2026

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

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

Zitierempfehlung: „Netzausbauplan 2026 - Entwurf - Netzgesellschaft Potsdam", Werk des veröffentlichungspflichtigen Verteilnetzbetreiber Netzgesellschaft Potsdam GmbH (Stand 2026), lizenziert unter CC BY -ND 4.0.

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

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung 1

1.1 Beschreibung der aktuellen Versorgungsaufgabe 1

1.2 Besonderheiten des eigenen Versorgungsgebietes 2

1.3 Nennung und kurze Beschreibung der Teilnetzgebiete (gemäß Fragebogen 2026 Nr.1.4) 2

1.4 Netzkarten nach § 14d Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 EnWG 3

1.4.1 Netzkarte der Maßnahmen der Netzebenen Höchst- auf Hochspannung und Hochspannung (T+10) 3

1.4.2 Netzkarte der Maßnahmen der Netzebenen Hoch- auf Mittelspannung bis Mittelspannung (T+5) 4

2 Planungsgrundlagen 5

2.1 Regionalszenario 2025 der Planungsregion Ost 5

2.2 Daten des Regionalszenarios 5

2.2.1 Photovoltaik 5

2.2.2 Windenergie an Land 6

2.2.3 Sonstige erneuerbare Erzeugung 6

2.2.4 Konventionelle Kraftwerke 6

2.2.5 Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen) 7

2.2.6 Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen 7

2.2.7 Elektromobilität 8

2.2.8 Konventionelle Last 10

2.2.9 Stand-alone Rechenzentren 10

2.2.10 Elektrolyseure 10

2.2.11 Batteriespeicher 10

2.2.12 Pumpspeicher 10

2.3 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe 12

2.3.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025 13

2.3.2 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5 15

2.3.3 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10 15

2.3.4 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045 16

3 Netzdimensionierende Netzausbauplanung 17
3.1 Hochspannung 17
3.2 Mittel- bis Niederspannung 19
4 Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf 22
5 Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen 22
6 Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG 23
7 Stellungnahmen 23
7.1 Kontakt 23

Anhang A: Abbildungsverzeichnis 24
Anhang B: Tabellenverzeichnis 24

Anhang vnbdigital.de: maschinenlesbares Format der Ausbauzahlen und des Maßnahmenplans

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	*Beschreibung*
BHKW	Blockheizkraftwerk
Fraunhofer IEE	Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik
EE	Erneuerbare Energien
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EWP	Energie und Wasser Potsdam GmbH
GuD	Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerk
HKW	Heizkraftwerk
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
iONS	Intelligente Ortsnetzstation
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MS	Mittelspannung
NAP	Netzausbauplan
NGP	Netzgesellschaft Potsdam GmbH
NS	Niederspannung
ONS	Ortsnetzstation (Netzebene 6)
P2H	Power-to-Heat
PKW	Personenkraftwagen
PV	Photovoltaik
SST	Schaltstation
TST	Transformatorstation
UW	Umspannwerk (Netzebene 2 oder 4)
VNB	Verteilnetzbetreiber
WP	Wärmepumpe

1. Einleitung

1.1 Beschreibung der aktuellen Versorgungsaufgabe

Die Netzgesellschaft Potsdam (NGP) ist zum 01. Januar 2013 gestartet. Wir sehen als unsere Aufgabe die Versorgungssicherheit der Medien Strom und Gas zu sichern, die Prozesse für unsere Kunden zu vereinfachen und die netznahen Dienstleistungen auszubauen.

Das Versorgungsgebiet umfasst ca. 188 km² und entspricht der Fläche der Stadt Potsdam. Ungefähr 189.000 Einwohner sind über ein ca. 1.935 Kilometer langes Leitungsnetz und ca. 617 (oder 799) Transformatorenstationen (10.000/400 Volt) rund um die Uhr mit elektrischer Energie versorgt. Das stetige Wachstum der Stadt Potsdam begleitet die NGP als Verteilnetzbetreiber partnerschaftlich mit der Stadt. In den letzten Jahren ist bspw. das Hochspannungsnetz stark ausgebaut worden und derzeit wird das Netzgebiet in Richtung des neu zu entwickelnden Stadtteils Krampnitz erweitert. Das Verteilnetzgebiet ist geprägt durch eine ausgedehnte Seenlandschaft und Flussläufe. Zudem sind Auflagen durch den Denkmalschutz einzuhalten. Diese Rahmenbedingungen machen kostenintensive Düker-Verlegungsarbeiten notwendig.

Die NGP betreibt sechs Umspannwerke (110.000/10.000 Volt). Davon sind 3 Umspannwerke Verknüpfungspunkte zum Hochspannungsnetz des vorgelagerten Stromnetzes der E.DIS Netz AG. Die Gesamtlänge des NGP-eigenen Hochspannungsnetzes beträgt ca. 28 km. Die installierte Leistung an Leistungstransformatoren in den Umspannwerken umfasst in Summe ca. 455 MVA.

Die Länge des NGP-eigenen 110.000 Volt Leitungsnetzes aus Erdkabel und Freileitung ist mit seinen 28 km für die Gesamtzahl an Umspannwerken (UWs) gering. Alle sechs Umspannwerke unterliegen in ihrer Anschlusssituation der alleinigen, vollständigen planerischen und betrieblichen Kontrolle der NGP.

Die Betriebsweise des Hochspannungsnetzes ist insgesamt im Sinne der wechselseitigen Reservestellung technisch und wirtschaftlich optimiert und erfolgt über eine Ringstruktur redundant.

Die NGP betreibt ein Mittelspannungsnetz mit 617 Trafostationen (10.000/400 Volt) zur Stromverteilung im Potsdamer Versorgungsgebiet. Die Gesamtlänge des NGP-eigenen Mittelspannungsnetzes beträgt ca. 650 km. Die installierte Leistung an den Ortnetztransformatoren in den Trafostationen umfasst in Summe ca. 410 MVA. Zusätzlich sind im Mittelspannungsnetz der NGP 182 Kundenstationen angeschlossen.

Die Länge des NGP-eigenen 10.000 Volt Leitungsnetzes aus Erdkabel ist mit seinen 629 km für die Gesamtzahl an 617 Trafostationen gering. Alle Trafostationen unterliegen in ihrer Anschlusssituation der alleinigen, vollständigen planerischen und betrieblichen Kontrolle der NGP.

Die Betriebsweise des Mittelspannungsnetzes ist insgesamt im Sinne der wechselseitigen Reservestellung technisch und wirtschaftlich optimiert und erfolgt über eine Ringstruktur redundant.

1.2 Besonderheiten des eigenen Versorgungsgebietes

Das Versorgungsgebiet umfasst ca. 188 km² und entspricht der Fläche der Stadt Potsdam. Ungefähr 189.000 Einwohner sind über ein ca. 1.935 Kilometer langes Leitungsnetz und ca. 799 Transformatorenstationen einschließlich Kundenstationen (10.000/400 Volt) mit elektrischer Energie versorgt.

Das Versorgungsgebiet ist geprägt durch folgende besondere Eigenschaften:

- UNESCO-Welterbe-Stadt, Historisches Stadtzentrum, ausgedehnte Schloss- und Parkanlagen mit Auflagen durch den Denkmalschutz
- Landeshauptstadt Brandenburg mit einer hohen Anzahl administrativer Einrichtungen
- Innerhalb der Stadt befinden sich viele Neubaugebiete mit einer hohen Durchdringung von Fernwärme, die Versorgung mit Strom und Wärme erfolgt über das Heizkraftwerk Potsdam-Süd
- Ausgedehnte Seenlandschaft und Flussläufe und ein Landschaftsschutzgebiet
- Herausragender Wissenschaftsstandort mit Vielzahl an Forschungseinrichtungen
- Weitere besondere Kundengruppe sind die Filmstudios Babelsberg
- Geringer Industrieanteil, keine Großverbraucher

1.3 Nennung und kurze Beschreibung der Teilnetzgebiete (gemäß Fragebogen 2026 Nr.1.4)

Das Teilnetzgebiet „Potsdam“ umfasst vollständig das Versorgungsgebiet der NGP. Mit der E.DIS Netz GmbH ist nur ein vorgelagerter VNB vorhanden und die Versorgungsaufgabe ist im gesamten Stadtgebiet weitgehend gleich.

1.4 Netzkarten nach § 14d Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 EnWG

1.4.1 Netzkarte der Maßnahmen der Netzebenen Höchst- auf Hochspannung und Hochspannung (T+10)

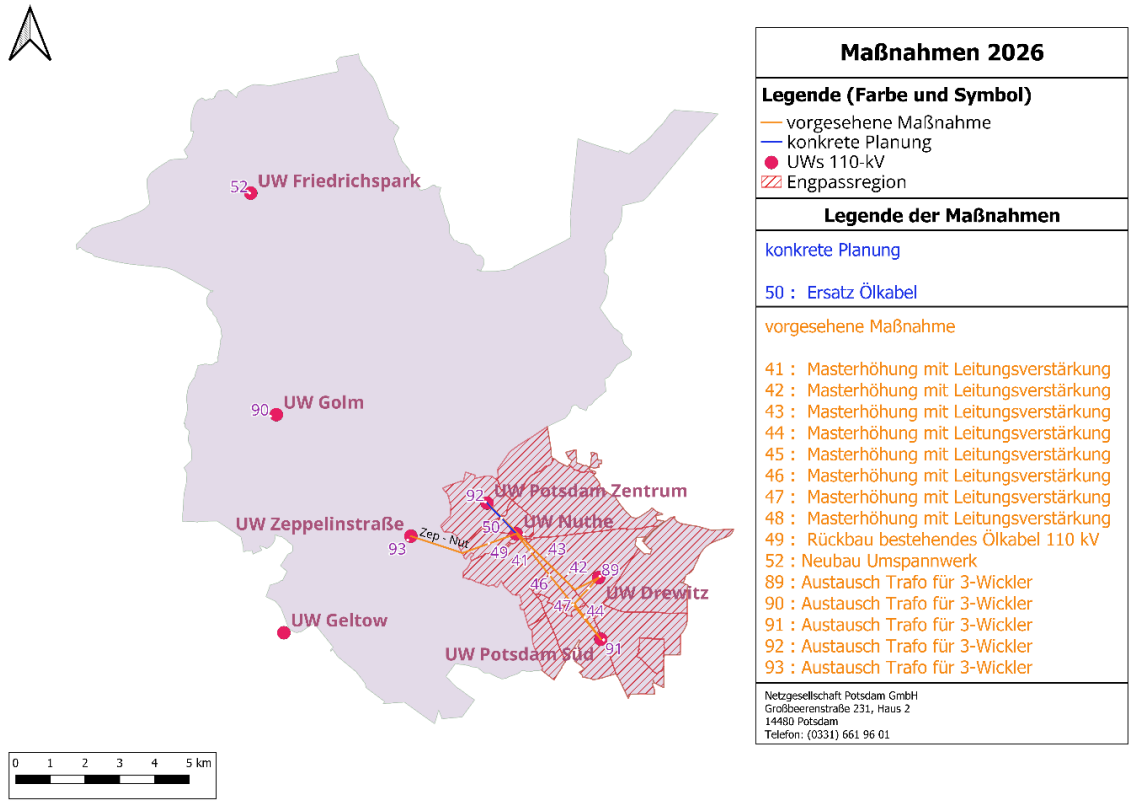


Abbildung 1: Netzkarte der Maßnahmen der Netzebene HS t+10 der Netzgesellschaft Potsdam GmbH

1.4.2 Netzkarte der Maßnahmen der Netzebenen Hoch- auf Mittelspannung bis Mittelspannung (T+5)

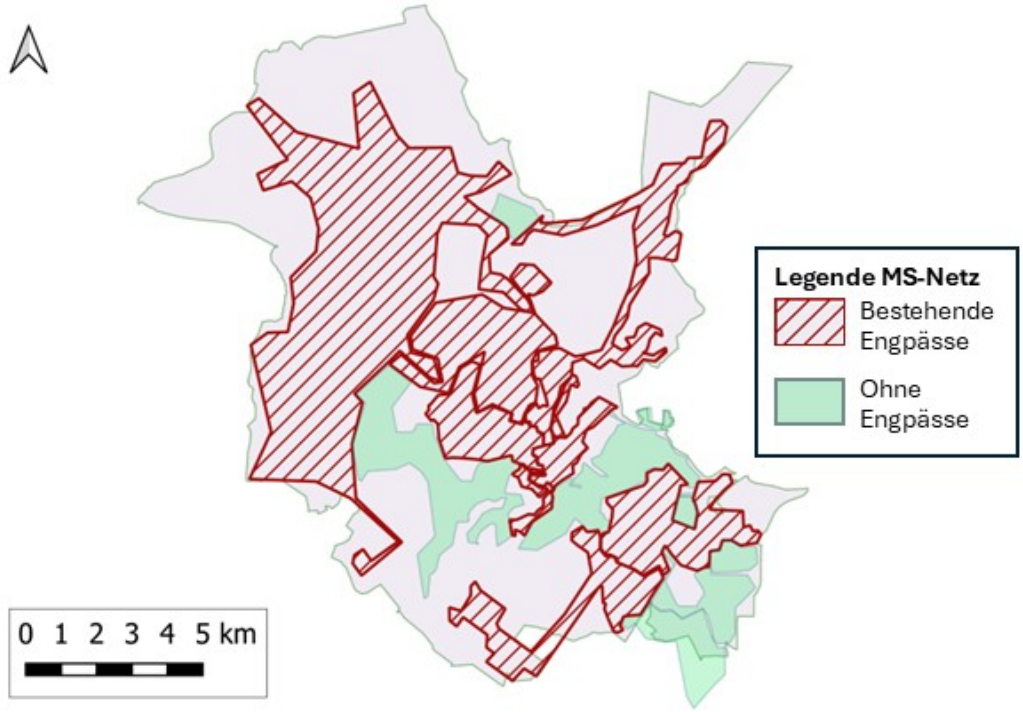


Abbildung 2: Netzkarte der Mittelspannung mit Engpassregionen der Netzgesellschaft Potsdam GmbH

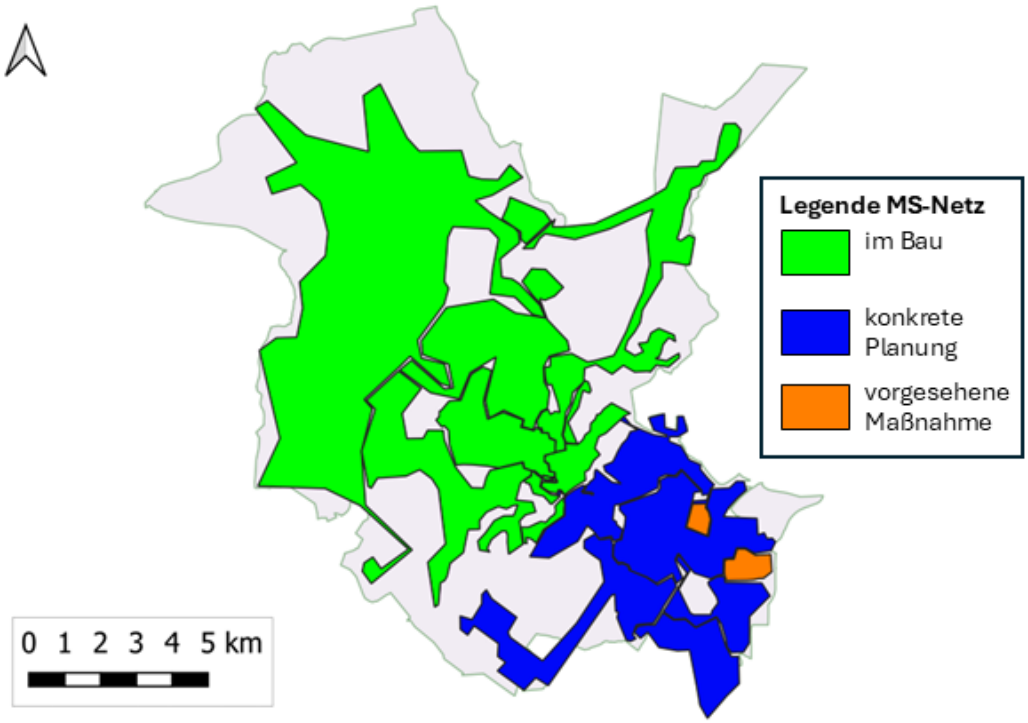


Abbildung 3: Netzkarte der Maßnahmen der Netzebene Mittel- und Niederspannung der Netzgesellschaft Potsdam GmbH

2 Planungsgrundlagen

2.1 Regionalszenario 2025 der Planungsregion Ost

Zur Abstimmung der Netzausbauplanung kommen die gemäß § 14d EnWG verpflichteten Stromverteilnetzbetreiber Deutschlands 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. Die NGP ist Mitglied in der Planungsregion Ost.

Dieser Netzausbauplan basiert auf dem Regionalszenario der Planungsregion Ost vom Juni 2025.

2.2 Daten des Regionalszenarios

Die folgenden Abschnitte enthalten gemäß § 14d Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 EnWG die Daten zu den einzelnen Erzeugern und Lasten, welche aus dem angefertigten Regionalszenario für den Netzausbauplan zugrunde liegen. Die Prognosen im Regionalszenario wurden vom Fraunhofer IEE in Zusammenarbeit mit den VNB der Planungsregion Ost erstellt. Für die Regionalisierung zu Potsdam hat anschließend das Fraunhofer IEE in Zusammenarbeit mit der NGP die entsprechenden Daten abgeleitet.

2.2.1 Photovoltaik

Für den PV-Ausbau wird im Regionalszenario zwischen Aufdach-PV-Anlagen und Freiflächen-PV-Anlagen unterschieden. Die Methodik zur Prognose ist im Regionalszenario beschrieben. Die Prognose zum PV-Ausbau ist im Diagramm in Abbildung 4 dargestellt.

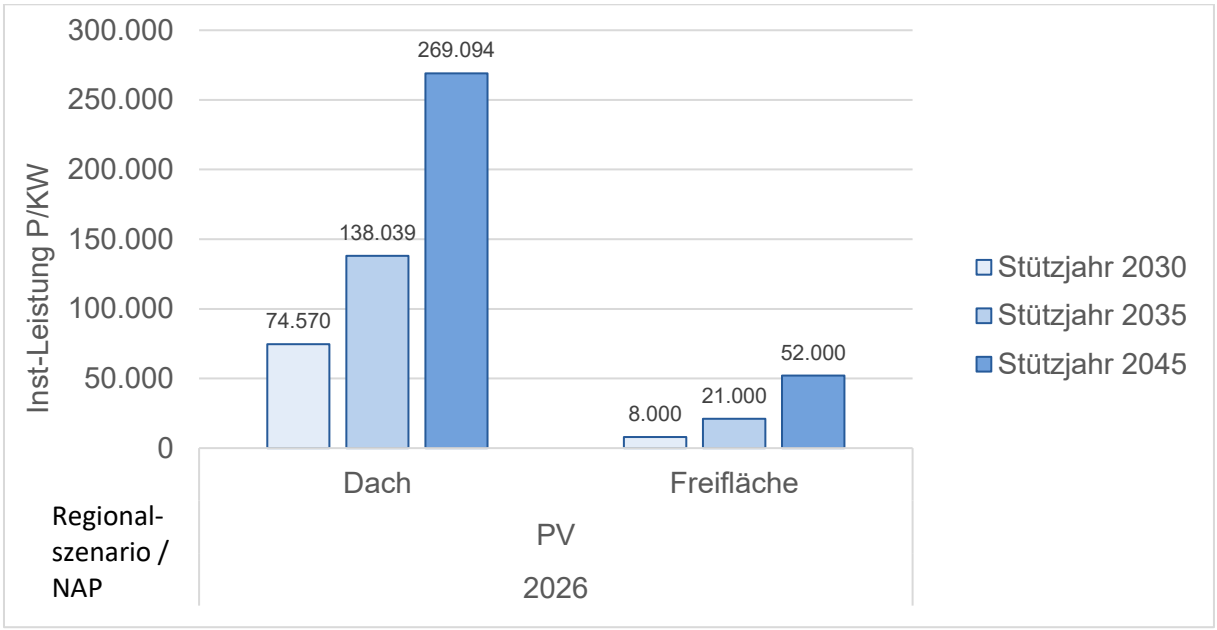


Abbildung 4: PV-Anlagen für Dach- und Freiflächen in Potsdam

Insgesamt wird eine installierte PV-Leistung im Jahr 2045 von über 300 MW prognostiziert. Im Vergleich dazu; im Jahr 2025 lag die Jahreshöchstlast bei ca. 36 MW. Zum Vergleich; die aktuell installierte Nettonennleistung aller PV-Anlagen beträgt laut Marktstammdatenregister ca. 35 MW, Stand Dezember 2025.

Dachanlagen stellen den Großteil des Potentials für PV-Anlagen dar. Darüber hinaus gibt es Potentiale für Freiflächen außerhalb des Versorgungsgebietes von Potsdam, von denen bereits einzelne Anlagen mit einer Gesamtleistung von bis zu 120 MWp vom jeweiligen Anschlussnehmer angemeldet sind. In einer möglichen Variante in der Netzplanung erfolgt der Anschluss solcher zusätzlichen Anlagen an das neu geplante UW Friedrichspark.

2.2.2 Windenergie an Land

Für Windenergieanlagen liegen aus der Regionalisierung des Regionalszenarios Potentiale für Potsdam vor. Konkrete Projekte der EWP umfassen dabei über 70 MWp. Die Potentialflächen für Windenergieanlagen liegen im nördlichen, ländlichen Teil von Potsdam. Auf Grund der prognostizierten Höhe der Leistung ist perspektivisch nur ein Anschluss an die Hochspannung zielführend. Der nächste Zugang zur Hochspannung im nördlichen Gebiet von Potsdam liegt im Netzgebiet der E.DIS Netz GmbH, alternativ wird auch hier ein Anschluss an das neu geplante UW Friedrichspark geprüft. Der Anschluss erfolgt in dieser Variante als Direktanschluss. Windenergieanlagen sind aus diesem Grund im Netzausbauplan der NGP nicht enthalten.

2.2.3 Sonstige erneuerbare Erzeugung

Für den Netzausbauplan wird kein relevanter Ausbau von Biomasseanlagen oder Wasserkraftanlagen erwartet. Auch für sonstige erneuerbare Erzeugung erwartet das Regionalszenario nach aktuellem Erkenntnisstand keinen relevanten Einfluss auf den Netzausbauplan.

2.2.4 Konventionelle Kraftwerke

Für die Maßnahmen im Netzausbauplan wird kein relevanter Ausbau thermischer Kraftwerke erwartet. Im Netzgebiet der NGP sind die thermischen Kraftwerke ausschließlich mit Erdgas betrieben. Mögliche Umstellungen auf Wasserstoff als zukünftiger Energieträger haben keinen Einfluss auf die Anschlusskapazität des Stromnetzes und sind daher in den Maßnahmen vom Netzausbauplan nicht gesondert erfasst.

Das Regionalszenario geht vorerst von einer Weiternutzung thermischer Kraftwerke aus, dies gilt daher grundsätzlich auch für die Kraftwerksstandorte Potsdam Süd und Nord. Für die thermischen Kraftwerke in Betrieb gilt als Planungsrundlage eine Nettonennleistung von 93 MW.

Weitere thermische Kraftwerke für Potsdam, die sich schon in der Planung befinden, werden für den Netzausbauplan mitberücksichtigt. Für die thermischen Kraftwerke in Planung gilt als Planungsrundlage eine Nettonennleistung von ca. 80 MW im Jahr 2045. Die Planungsgrundlage ergibt sich dabei im Wesentlichen aus den Anmeldungen der EWP für die Wärmezeugung insbesondere an den Standorten am HKW Süd und HWK Nord in der Zeppelinstraße mit neuen BHKWs.

2.2.5 Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)

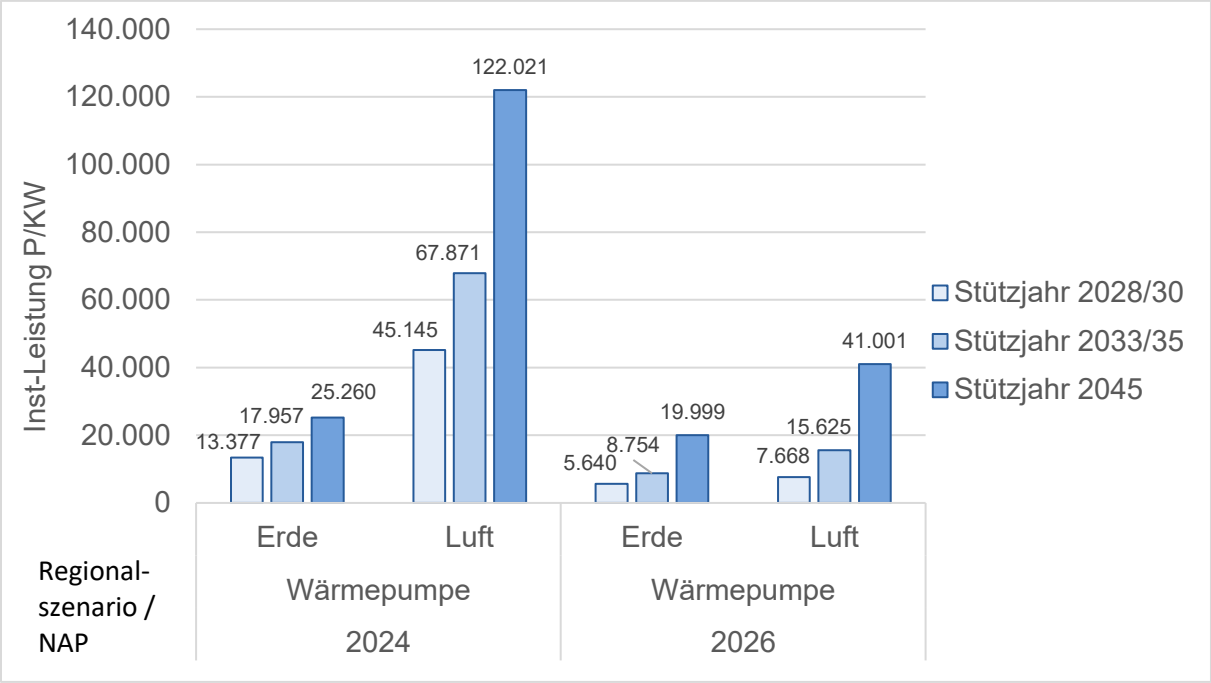


Abbildung 5: Vergleich der Prognose für dezentrale Wärmepumpen aus den Netzausbauplänen von 2024 und 2026 basierend auf den jeweiligen Regionalszenarien

Wärmepumpen für dezentrale Lösungen werden hauptsächlich in der Niederspannung im Ortsnetz oder in der Trafostation angeschlossen. Großwärmepumpen sind in Abschnitt 2.2.6 aufgeführt. Im Gegensatz zu dem Regionalszenario von 2023 im Netzausbauplan von 2024 ist der Bedarf deutlich geringer, siehe Abbildung 5. Im aktuellen Regionalszenario wurden differenziert zwischen Fernwärmenetzgebiete mit zentraler Erzeugung und Gebieten, wo auf Grund der geringeren Lastdichte ein Fernwärmenetz unwahrscheinlich ist. Auf Grund des deutlich geringeren Bedarfs ist auch der Netzausbau im Mittel- und Niederspannungsnetz in den Fernwärmegebieten deutlich niedriger.

Die prognostizierten Zeitreihen über die Last der Wärmepumpen im Verteilnetz der NGP erfolgt über die Zuordnung zu den jeweiligen UWs und Ortsnetzstationen in den entsprechenden Netzebenen. Auch wenn Wärmepumpen steuerbar sind, muss im Starklastfall von einem höheren Gleichzeitigkeitsfaktor ausgegangen werden. Insbesondere im Winterhalbjahr, wenn ohnehin ein hoher Strombedarf und gleichzeitig praktisch keine Einspeisung aus EE-Anlagen zur Verfügung steht. Es ist bleibt jedoch dabei, dass ein im Vergleich zur aktuellen Spitzenlast von ca. 96 MW hoher Ausbaubedarf durch den Übergang der Wärme auf den Stromsektor entsteht.

2.2.6 Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen

Für den Netzausbauplan liegen aus dem Regionalszenario die Rahmenannahmen zur Modellierung und Regionalisierung von KWK und P2H zu Grunde. Bis 2028 werden darin nur Bestandskraftwerke mit ihrer vorgesehenen Betriebsdauer berücksichtigt. Für die folgenden Jahre ist der Umbau gemäß Wärmebedarf und den Rahmenbedingungen aus der kommunalen Wärmeplanung vorgesehen. Diese Daten aus der kommunalen Wärmeplanung

liegen ab dem 30.06.2026 gemäß § 4 Absatz 2 Satz 1 Nr. 1 vor. Für die zentrale Wärmeversorgung werden die Daten aus den Wärmeprojekten der EWP verwendet. Die fehlende Lücke aus der geringeren Anzahl dezentraler Wärmepumpen wird durch die zentralen Wärmepumpen für Flusswasser, Klarwasser aus Kläranlagen und für Tiefengeothermie ersetzt, vergl. Abbildung 6.

Hohe Leistungen stellen die Elektrokessel dar. Hier wird die Annahmen eines netzdienlichen Betriebs getroffen, d.h. die Kessel gehen nur in Betrieb gehen, wenn der Wärmebedarf sehr hoch und gleichzeitig die BHKWs an denselben Standorten den nötigen Strom liefern. Alternativ können die Elektrodenkessel in Verbindung mit den Wärmespeichen auch in Zeiten bei niedriger Grundlast betrieben werden.

Prozesswärme aus bestehenden Industrieanlagen ist im Versorgungsgebiet nicht im wesentlichen Ausmaß für den Netzausbauplan vorhanden.

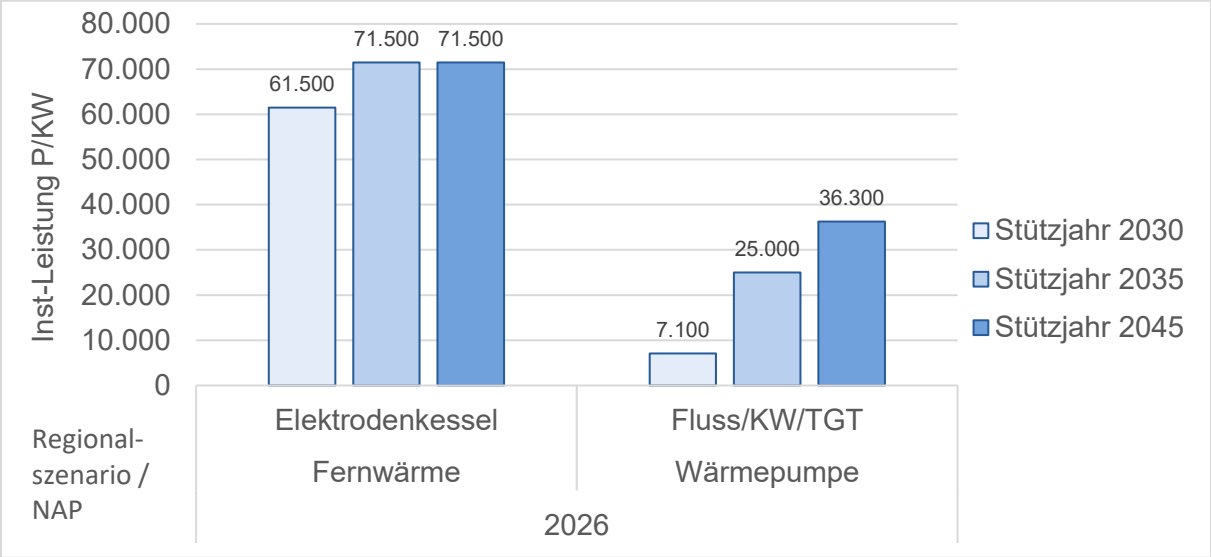


Abbildung 6: Installierte Leistung von Großwärmepumpen und Elektrodenkessel für zentrale Wärmelung in der Fernwärme

2.2.7 Elektromobilität

Das Regionalszenario hat für Elektromobilität eine ausführliche Prognose erstellt. Gegenüber dem Regionalszenario von 2023 variiert die Prognose nur leicht. Insgesamt steigt der Leistungsbedarf durch Elektromobilität nach wie vor erheblich.

Das Regionalszenario untergliedert die Elektromobilität in drei Bereiche: PKW, leichte und schwere Nutzfahrzeuge. Die Regionalisierung für den Netzausbauplan differenziert das Aufladen der PKW in Öffentliches Laden sowie das private Heimladen und das Firmenladen am Arbeitsplatz.

Wesentlicher Treiber für den Netzausbauplan sind PKW mit privatem Laden zu Hause. Das Firmenladen sowie das Öffentliche Schnelladen zwar einen geringeren Einfluss sind jedoch mit über 50 MW und über 70 MW ebenfalls einen hohen Einfluss.

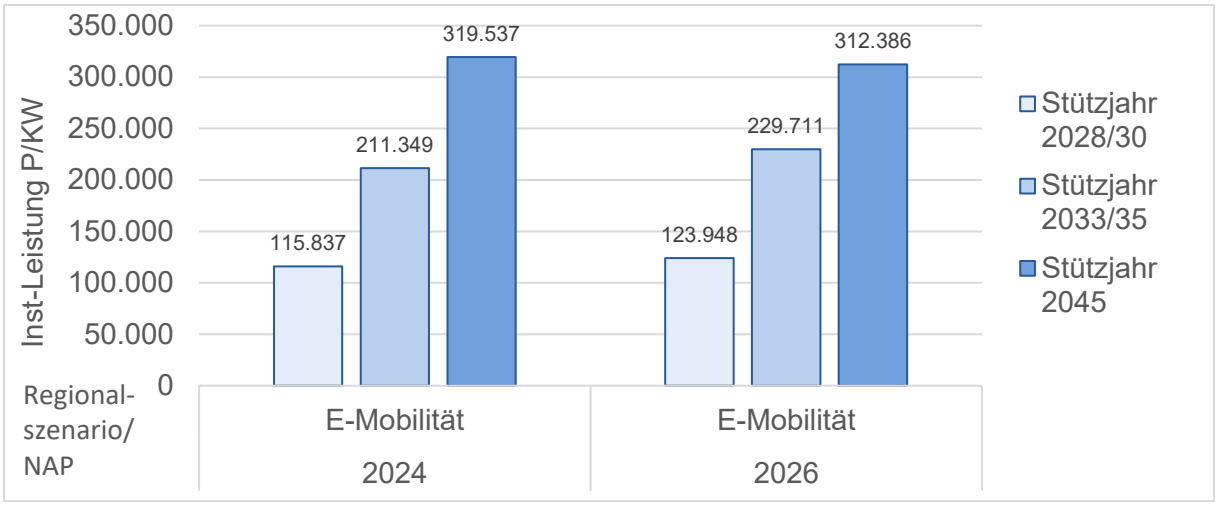


Abbildung 7: Vergleich der prognostizierten Leistung für Elektromobilität aus den Netzausbauplänen von 2024 und 2026 respektive den zugrundeliegen Regionalszenarien

Lademöglichkeiten in Depots insbesondere für Busse, leichte Nutzfahrzeuge und dem Schwerverkehr ergeben sich aus den Bedarfen für Depots und an der Autobahn. Anfragen für diese Ladearten werden gesondert behandelt und gegebenenfalls in den Netzausbauplan mit aufgenommen. So sind auch für Depots von Bussen vom öffentlichen Nahverkehr bereits Maßnahmen gesondert betrachtet im Netzausbauplan schon berücksichtigt. Mögliches Laden an der Autobahn für den Schwerverkehr beschränkt sich auf den Parkplatz „Am Stern“ direkt am Rand der Stadtgrenze.

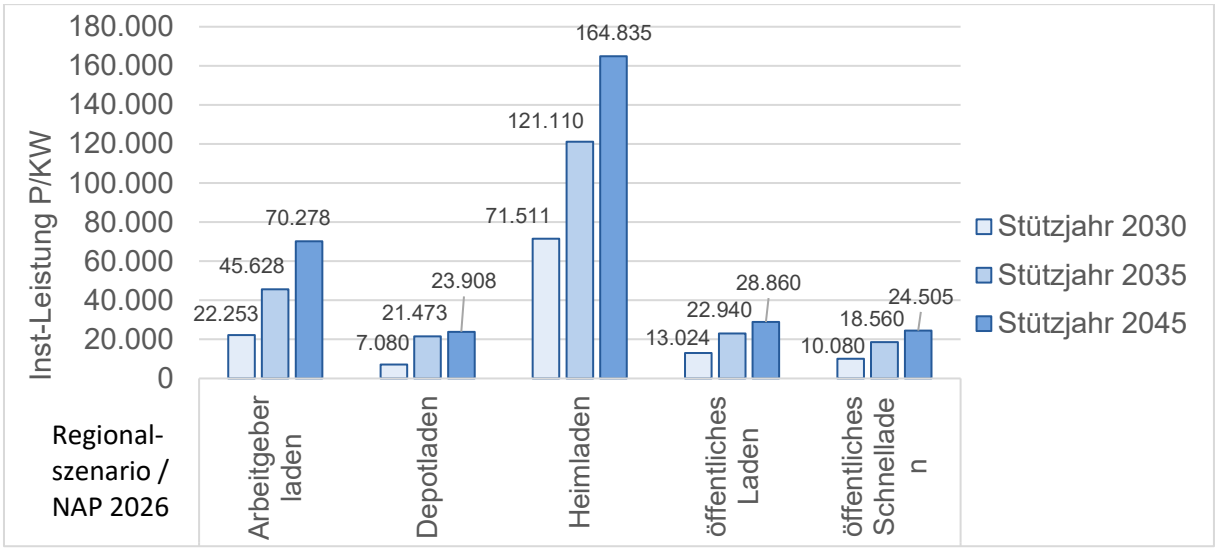


Abbildung 8: Aufteilung der installierten Last für Elektromobilität

Die prognostizierten Zeitreihen über die Last der Elektromobilität im Verteilnetz der NGP erfolgt über die Zuordnung zu den jeweiligen UWs und Ortsnetzstationen in den entsprechenden Netzebenen. Insgesamt übersteigt der Leistungsbedarf für die Elektromobilität die aktuelle Jahreshöchstlast um ein Vielfaches. Die gute Steuerbarkeit der Ladevorgänge sowie die technische Beschränkung von Ladesäulen und den Batterien, dass Ladevorgänge nur relativ kurze Zeit mit voller Leistung möglich sind, ermöglichen dagegen einen niedrigen Gleichzeitigkeitsfaktor. Der aus heutiger Sicht niedrige Gleichzeitigkeitsfaktor begrenzt somit den Ausbaubedarf für das Verteilnetz der NGP.

2.2.8 Konventionelle Last

Die konventionelle Last in Potsdam setzt sich zusammen aus Haushalten, Gewerbe, Handel, Industrie und Landwirtschaft. Die Angaben in der Tabelle beziehen sich im Gegensatz zu den übrigen Einträgen nicht auf die installierte Last, sondern den gleichzeitigen maximalen Bezug, der Jahreshöchstlast.

Die Jahreshöchstlast, weiter Grundlast genannt, lag im Jahr 2025 in der HS-Ebene bei ca. 96,2 MW. Das Regionalszenario hat einen Trend der Entwicklung des allgemeinen Verbrauchs für die Szenariojahre ermittelt. Das Basisjahr hierzu liegt im Jahr 2012. Für Potsdam soll demnach im Jahr 2030 die Grundlast ca. 88 MW betragen und danach leicht abnehmen. Auch wenn neue Quartiere in Krampnitz oder Neu-Fahrland erschlossen und von einer weiteren Steigerung der Einwohnerzahl ausgegangen werden muss, sinkt unter der Annahme von Effizienzmaßnahmen und rückgängiger Industrieproduktion die Grundlast im Vergleich zur Jahreshöchstlast der vergangenen Jahre in den kommenden Jahren leicht ab

2.2.9 Stand-alone Rechenzentren

Für mögliche, neue individuelle Ansiedlungen zum Beispiel von Rechenzentren ist es zweckmäßig die konkreten Anfragen zu Ort, Leistungsbedarf und Umsetzungszeitraum im Einzelnen zu betrachten. Konkrete Anfragen werden im Netzausbauplan mit aufgenommen. Der Leistungsbedarf wird dabei nur zum Teil zusätzlich betrachtet, da die Nutzung der Abwärme nach § 11 EnEfG zum Teil sowie eine Versorgung aus erneuerbaren Energien vorgeschrieben ist. In Kombination mit Speicher erfüllen Rechenzentren grundsätzlich einen netzdienlichen Betrieb und bieten so die Möglichkeit, die zeitgleiche Last nicht weiter zu erhöhen.

2.2.10 Elektrolyseure

Laut Regionalszenario ist ein Betrieb von Elektrolyseuren nur direkt an Industriestandorten (Onsite) wahrscheinlich von Branchen mit einem hohen Leistungs- und speziell Wärmebedarf, z.B. Metallerzeugung, Grundstoffchemie, sonstige chemische Industrie, Glas und Keramik sowie Nicht-Eisen-Metalle und Gießereien. Elektrolyseanlagen sind daher nicht in der entsprechenden Höhe vorgesehen, dass sie relevant für den Netzausbauplan sind.

2.2.11 Batteriespeicher

Kleinbatteriespeicher sind im Regionalszenario nicht explizit enthalten, sondern nur bei PV-Anlagen leistungsvermindern angenommen. Es wird aber angenommen, dass gerade Kleinspeicher in Verbindung mit PV-Anlagen weiter und auch deutlich zunehmen werden.

Großbatteriespeicher sind derzeit im Netz der NGP nicht vorhanden. Das Regionalszenario prognostiziert einen geringen Anstieg von Großspeichern. Einzelne Anfragen liegen jedoch aktuell schon z.B. bei 5-50 MW und mit einer Speicherkapazität. Da Speicher grundsätzlich die Möglichkeit haben netzdienlich betrieben zu werden

2.2.12 Pumpspeicher

Auf Grund der geologischen Verhältnisse sind im Versorgungsgebiet von Potsdam keine Pumpspeicherkraftwerke zu erwarten.

Tabelle 1: Installierte Leistung (MW) für Verbraucher und Einspeisegruppen sowie Ist-Leistung für konventionelle Last

Regionalszenario 2025 der Planungsregion [NAME]
Auf das Versorgungsgebiet der [VNB] entfallende Leistung in MW

	Bestand (2025)	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	35,6	74,6	138,0	269,1
Photovoltaik Freifläche (MWp)	0,8	8,0	21,0	52,0
Windenergie an Land	0	0	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	0	0	0	0
Konventionelle Kraftwerke	92,7	115,3	80,3	80,3
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	3,5	13,1	24,4	61,0
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	20,0	68,6	96,5	107,8
Elektromobilität	8,0	124,0	230,0	312,4
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	96,2	88,4	82,2	76,8
Stand-alone Rechenzentren	0	0	0	0
Elektrolyseure	0	0	0	0
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	12,5	25,0	30,0	90 ,0
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	0	5,7	17,4
Pumpspeicher	0	0	0	0
Gesamt:	106,0	120,7	213,4	401,4

2.3 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe

Die aktuelle Lastprognose für die Netzebene 4, Hochspannung zeigt gegenüber dem Netzausbauplan 2024 eine deutlich geringere Entwicklung der Starklast bis zum Jahr 2045, siehe Abbildung 9. Während im Netzausbauplan 2024 noch von einer Gesamtlast von rund 300 MW ausgegangen wurde, beträgt die aktuell anzusetzende Gesamtlast lediglich ca. 220 MW. Im Vergleich dazu ist der der bisherigen Standardlasten aus Industrie, Gewerbe und Haushalte rückläufig.

Der geringere Lastanstieg gesamte Starklast ist im Wesentlichen durch Mitbetrachtung der Wärmeprojekte begründet. Es werden weniger dezentrale Wärmepumpen benötigt, die die Wärme aus der Umgebungsluft beziehen gegenüber zentralen Wärmepumpen aus der Tiefengeothermie oder dem Flusswasser. Außerdem liefern BHKWs gerade in den erforderlichen Stunden Strom und Wärme gleichzeitig und Elektrokessel, die mit ihrer hohen Leistung an der Hochspannungsebene ausschließlich netzdienliche betrieben werden.

Das Diagramm in Abbildung 9 stellt 3 Szenarien dar. Ein Szenario für einen maximalen Lastanstieg ist durch die Starklast aus dem Netzausbauplan gekennzeichnet. Es ist anzunehmen, dass das zugrundeliegende Regionalszenario Maximalannahmen getrieben durch die hohe Anzahl der Wärmepumpen getroffen hat. Für einen minimalen Verlauf wurde auf den aktuellen Prognosewerten lediglich der Gleichzeitigkeitsfaktor erhöht, da die noch immer signifikante Anzahl der Wärmepumpen gerade in der Niederspannung mit einem hohen Gleichzeitigkeitsfaktor anzusetzen ist. Das Gesamtlastbedarf von ca. 185 MW kann in diesem Szenario größtenteils aus der vorhandenen bzw. geplanten Erzeugungskapazität sowie dem vorgelagerten Netz bereitgestellt werden.

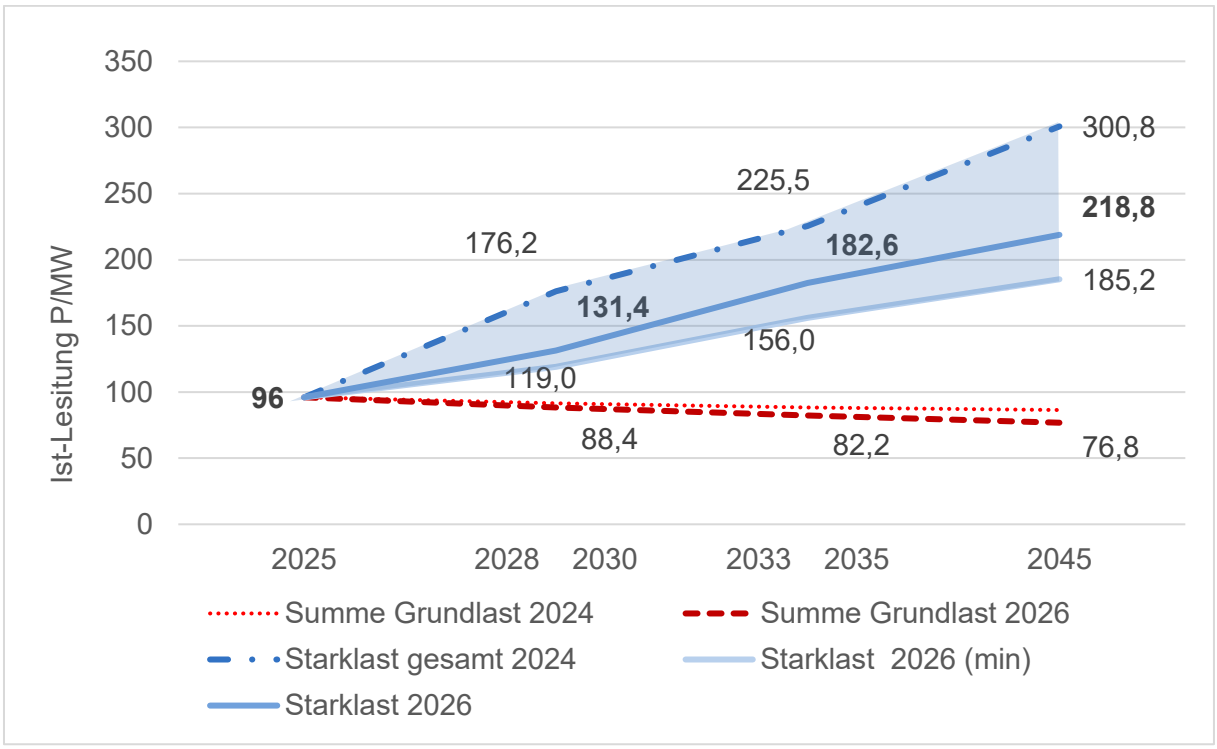


Abbildung 9: Verlauf der Grundlast in Vergleich zu Stark und Schwachlast für Netzebene 4

Als wahrscheinlichste, voraussichtliche Entwicklung wird eine mittlere Lastprognose mit einem erwarteten Ausbaubedarf von ca. 220 MW betrachtet. In dieser werden alle Kundenstationen mit ihrem prognostizierten Lastbedarf hinzugenommen obwohl auch deren Wärmebedarf sich hauptsächlich innerhalb der Vorzugsgebiete der Fernwärmenetze befinden. Stattdessen wird hier zusätzlicher Lastbedarf durch sonstige Lasten wie z.B. Rechenzentren mitberücksichtigt. Der Gesamtlastbedarf kann in diesem Fall nicht allein durch die geplante Erzeugungskapazität und dem vorgelagerten Netz bereitgestellt werden. Hier sind weiter Optionen z.B. die genannte Windparkprojekte sowie die Bereitstellung aus dem vorgelagerten Netz noch weiter zu prüfen.

Insgesamt kann ein Entwicklungskorridor auf Basis der Prognosen aus dem Jahr 2024 und 2026 ermittelt werden, wonach der Ausbau mindestens eine Verdopplung und maximal eine Verdreifachung der Bezugsleistung in der Netzebene 4 identifiziert werden. Der Maximalwert wird aber auf Grund der Kenntnis der konkreten Wärmeprojekte, als eher unwahrscheinlich angenommen, selbst wenn weitere Lastanfragen für Rechenzentren und Erschließungsgebiete hinzugenommen werden, sodass der Lastbedarf von ca. 220 MW im Jahr 2045 als Zielgröße festgelegt wird.

2.3.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025

Die aktuelle Versorgungsaufgabe für das Netzgebiet Potsdam deckt derzeit eine Ist-Leistung von ca. 96 MW in der Hochspannung ab. Der Großteil der Verbraucher ist in der Niederspannung angeschlossen. Mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor von ca. 0,34 wirken davon 86,2 MW auf die Umspannung in den Trafostationen auf der Netzebene UW Mittel- auf Niederspannung ein. In den höheren Netzebenen sind Kundenstationen entweder direkt in einem Mittelspannungsring oder per Direktanschluss. Auf Hochspannungsebene ist ein Elektrokessel mit einer Leistung von 20 MW angeschlossen.

Auf der Seite der Einspeiser dominieren bereits PV-Anlagen, in der Niederspannung fast ausschließlich. Einzelne, größere PV-Anlagen sind auch in der Mittelspannung angeschlossen. Hier kommen noch BHKW-Anlagen hinzu. In der Hochspannung sind die Kundenanlagen von GuD und BHKWs über eigene Transformatoren angeschlossen.

Tabelle 2: Planungsgrundlage für aktuelle Versorgungsaufgaben aufgeteilt in Spannungsebene für installierte Leistung und Ist-Leistung

Spannungsebene	Inst. Leistung Verbraucher (MW)	Ist-Leistung Verbraucher (MW)	Inst. Leistung Einspeiser (MW)	Ist-Leistung Einspeiser (MW)
Hochspannung	30,0	95,8	80,0	2,9
UW Hoch- auf Mittelspannung	36,0	96,1	0,8	8,9
Mittelspannung	70,0	68,3	14,1	15,4
UW Mittel auf Niederspannung	75,0	86,2	0,2	21,9
Niederspannung	245,0		31,3	

Die verschiedenen Verbraucher- und Einspeisegruppen verteilt auf die einzelnen Spannungsebenen sind in folgender Tabelle aufgelistet.

Tabelle 3: Installierte Leistung (MW) für Verbraucher und Einspeisegruppen und konventionelle Last

Aktuelle Versorgungsaufgabe
Aufteilung der Bestandswerte (MW) aus dem Regionalszenario 2025 auf die Netzebenen

	UW HöS/ HS	HS	UW HS/MS	MS	UW MS/NS	NS
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	-	-	-	5,1	0,2	31,2
Photovoltaik Freifläche (MWp)	-	-	0,8	-	-	-
Windenergie an Land	-	-	-	-	-	-
Sonstige erneuerbare Erzeugung	-	-	-	-	-	-
Konventionelle Kraftwerke	-	80	-	9,4	0,6	2,7
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	-	-	-	-	-	3,5
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	-	-	20	-	-	-
Elektromobilität	-	-	-	-	-	8,0
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	-	20	16	70	75	275
Stand-alone Rechenzentren	-	-	-	-	-	-
Elektrolyseure	-	-	-	-	-	-
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	-	-	-	-	-	12,5
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	-	-	-	-	-	-
Pumpspeicher	-	-	-	-	-	-
Gesamt:		100	36,8	84,5	75,8	332,9

2.3.2 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5

Für das Stützjahr 2030 im Zeitraum T+5 ist in der Hochspannung ein Anstieg der installierten Last durch Elektrokessel zu verzeichnen. Diese Leistung wird aber nur mit einem sehr geringen Gleichzeitigkeitsfaktor zur Ist-Leistung hinzugezählt. da Elektrokessel netzdienlich nicht gleichzeitig bei Spitzenlast oder durch vor-Ort erzeugten Stom oder zumindest kurzzeitig aus Batteriespeichern betrieben wird.

In den unteren Spannungsebenen kommt es auf der Verbraucherseite ebenfalls zu einem Leistungsanstieg hauptsächlich getrieben durch die Wärmepumpen, wo größere Anlagen auch direkt in den UWs auf der Umspannebene von der Hoch- auf Mittelspannung angeschlossen sind. Der Anstieg der dezentralen Wärmepumpen ist dagegen in der Niederspannung bereitsauffällig, sodass auch hier von einem steigenden Gleichzeitigkeitsfaktor auszugehen ist.

Der Anstieg auf der Seite der Einspeiser resultiert zum einen durch zusätzliche BHKWs in den oberen Spannungsebenen. Der starke Zuwachs in der Niederspannung wird durch weitere PV-Anlagen begründet. Insgesamt ist die Erzeugungsleistung aus den unteren Spannungsebenen gegen die Last wirksam, sodass es nur zu geringen Rückspeisungen in das vorgelagerte Netz kommen kann und von einer lastgetriebenen Versorgungsaufgaben gesprochen werden kann.

Tabelle 4: Planungsgrundlage für Stützjahr 2030 aufgeteilt in Spannungsebene für installierte Leistung und Ist-Leistung

Spannungsebene	Inst. Leistung Verbraucher (MW)	Ist-Leistung Verbraucher (MW)	Inst. Leistung Einspeiser (MW)	Ist-Leistung Einspeiser (MW)
Hochspannung	61,5	131,4	115,3	8,7
UW Hoch- auf Mittelspannung	37,9	142,1	8,8	20,3
Mittelspannung	83,3	109,1	14,1	53,6
UW Mittel auf Niederspannung	96,1	146,4	5,0	71,6
Niederspannung	366,1		102,3	

2.3.3 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10

Für das Stützjahr 2035 im Zeitraum T+10 ist in der Hochspannung ein Anstieg der installierten Last durch einen weiteren Elektrokessel zu verzeichnen. In den übrigen Spannungsebenen kommt es zu weiterem Ausbau, hauptsächlich getrieben durch Wärmepumpen in der Niederspannung durch dezentrale Wärmepumpen und in der Mittelspannung bzw. den Umspannebenen durch größere bzw. Großwärmepumpen z.B. für Flusswasser oder Klarwasser aus Kläranlagen. Der Anstieg der Elektromobilität macht sich ebenfalls bemerkbar, deren Last geht aber nur mit einem geringen Gleichzeitigkeitsfaktor ein im Gegensatz zu den Wärmepumpen. Da die Anzahl der Wärmepumpen in der Niederspannung weitersteigt wird auch in den unteren Spannungsebenen ein höherer Gleichzeitigkeitsfaktor verwendet.

Auf der Seite der Einspeiser ist die Erzeugungsleistung auf der Hochspannungsebene durch Wegfall einer GuD-Anlage auf ca. 80 MW gefallen. Demgegenüber steht ein weiterer Anstieg

der PV-Anlagen, deren wirksame Leistung durch Lasten im Netz weitgehend aufgenommen wird. Der Ausbedarf für Einspeiser ist insbesondere in der Niederspannung und Mittelspannung auch im Stützjahr 2035 deutlich geringer als für die Verbraucher, sodass von einem lastgetriebenen Ausbau, durch Wärmepumpen ausgegangen wird. Die Versorgungsaufgabe bleibt lastgetrieben, auch wenn ein weiterer Ausbau der PV-Anlagen deutlich erkennbar ist.

Tabelle 5: Planungsgrundlage für Stützjahr 2035 aufgeteilt in Spannungsebene für installierte Leistung und Ist-Leistung

Spannungsebene	Inst. Leistung Verbraucher (MW)	Ist-Leistung Verbraucher (MW)	Inst. Leistung Einspeiser (MW)	Ist-Leistung Einspeiser (MW)
Hochspannung	71,5	182,6	80,3	12,6
UW Hoch- auf Mittelspannung	57,9	192,1	8,8	33,1
Mittelspannung	99,5	151,8	23,1	87,3
UW Mittel auf Niederspannung	109,4	206,9	9,0	115,8
Niederspannung	459,7		165,4	

2.3.4 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045

Bis zum Stützjahr 2045 steigen sowohl die Lasten durch Wärmepumpen und Elektromobilität weiter an, besonders in der Niederspannung aber auch auf der Mittelspannung oder direkt am UW. Die Einspeisung durch PV-Anlagen erreicht eine netzwirksame Leistung in der Mittelspannung, die ungefähr dem Lastbedarf aus dem Stützjahr 2035 entspricht. Die Versorgungsaufgaben bleibt lastgetrieben. Ein Netzausbau für Einspeisung aus PV-Anlagen ist daher in der Gesamtbetrachtung nicht zielführend. Stattdessen wird eine netzdienliche Integration der PV-Anlagen in Betracht gezogen, d.h. dass PV-Anlagen am besten mittels Speicher Einspeisespitzen verhindern und ein unwirtschaftlicher Netzausbau gerade in der Niederspannung vermieden werden kann.

Tabelle 6: Planungsgrundlage für Stützjahr 2045 aufgeteilt in Spannungsebene für installierte Leistung und Ist-Leistung

Spannungsebene	Inst. Leistung Verbraucher (MW)	Ist-Leistung Verbraucher (MW)	Inst. Leistung Einspeiser (MW)	Ist-Leistung Einspeiser (MW)
Hochspannung	71,5	218,8	80,3	23,0
UW Hoch- auf Mittelspannung	66,0	233,7	18,8	57,9
Mittelspannung	107,0	206,0	37,1	156,1
UW Mittel auf Niederspannung	126,5	285,6	16,3	206,6
Niederspannung	571,1		295,2	

3 Netzdimensionierende Netzausbauplanung

In der Netzausbauplanung wird grundsätzlich unterschieden in:

- Neubau
- Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität
- Netzoptimierung und -verstärkung

Zusätzlich wird nach Spannungsebenen unterschieden:

- Hochspannung
- Mittel- und Niederspannung

Altersbedingter Austausch ist in der netzdimensionierenden Netzausbauplanung nicht enthalten, da die Netzkapazität hierbei nicht erhöht wird. Diese Maßnahmen sind kurz in Kapitel 4 beschrieben. Alle Maßnahmen sind darüber hinaus im Anhang auf VNBdigital in der Maßnahmenliste im Detail aufgelistet.

3.1 Hochspannung

In der Hochspannung sind der Austausch und Verstärkung des Hochspannungskabels sowie bei Freileitungen Masterhöhungen mit Erhöhung des Leiterquerschnitts vorgesehen. Die Maßnahmen erstrecken sich über die Stützjahre 2030 und 2035, siehe Abbildung 1. Tabelle 7 listet die Mengen und Kosten auf.

Tabelle 7: Übersicht Maßnahmen netzdimensionierender Ausbau für Hochspannung

- **Netzdimensionierende Ausbauplanung Hochspannung**

inkl. Höchst- auf Hochspannung sowie Hoch- auf Mittelspannung

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbau-bedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 2: HöS/HS UW	-	-
	NE 3: HS-Leitungen	2,5 km	5,9 Mio. €
	NE 4: HS/MS UW	3	12,7 Mio. €
2031 bis 2035 (T+10)	NE 2: HöS/HS UW	-	-
	NE 3: HS-Leitungen	9,54 km	18,8 Mio. €
	NE 4: HS/MS UW	3	53,3 Mio. €
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 2: HöS/HS UW	-	-
	NE 3: HS-Leitungen	-	-
	NE 4: HS/MS UW	-	-

Neubau, Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Netzoptimierung und -verstärkung

Die Maßnahmen für das Stützjahr 2030 sind in Tabelle 8 aufgelistet. Weitere Details zu den geplanten Maßnahmen für die Hochspannung sind im Detail in der Maßnahmenliste enthalten.
Zur Netzoptimierung und -verstärkung geplante Erhöhung der Masten mit Austausch der Leiterseile auf einer Länge von 2,94 km Länge ist auf Grund aufwändiger Planungen und hoher Auslastung auf das Stützjahr 2035 verschoben. Der Austausch des

Hochspannungskabels zur Netzoptimierung und -verstärkung ist dagegen in der Planung, dessen Umsetzung bis voraussichtlich im Jahr 2028 erfolgt.

Als Alternative zum aufwändigen Ausbau des Hochspannungsnetze wird eine 30-kV-Ebene geplant. Hierzu sind Trafowechsel an 3 UWs als Ersatzneubau vorgesehen. Durch die 30-kV-Ebene ist es möglich große Lasten, wie zum Beispiel direkt anzuschließen oder Lastschwerpunkte gezielt zu versorgen ohne, dass aufwändige Maßnahmen in der Hochspannung geplant und genehmigt werden müssen.

Tabelle 8: Maßnahmen Hochspannung für Stützjahr 2030

Zeitraum	Maßnahme	Geschätzte Menge [km], Anzahl
2026 bis 2030	~~Freileitung 110kV~~	~~Masterhöhung und Verstärkung Leitungsquerschnitt auf 2,94 km~~
2026 bis 2030	Kabel 110kV	Austausch Hochspannungskabel auf 2,5 km inkl. Rückbau
2026 bis 2030	UW Golm Trafowechsel 110/30/10	Erweiterung UW, 2 Transformatoren 110/30/10
2026 bis 2030	UW Zentrum Trafowechsel 110/30/10	Erweiterung UW, 1 Transformator 110/30/10
2026 bis 2030	UW Zeppelinstr. Trafowechsel 110/30/10	Erweiterung UW, 1 Transformator 110/30/10

Für das Stützjahr 2035 sind die Maßnahmen in Tabelle 9 aufgelistet. Weitere Details zu den geplanten Maßnahmen für die Hochspannung sind im Detail in der Maßnahmenliste enthalten.
Zur Erhöhung der Übertagungskapazität werden für die Freileitung auf insgesamt 9,54 km Länge die Masten erhöht und die Leiterseile mit höherem Querschnitt ausgetauscht.

Das ursprünglich geplante UW Amundsenstraße ist verworfen auf Grund hoher Anforderungen an die Planung und Genehmigung. Insgesamt wird der weitere Ausbau des Hochspannungsnetzes weiter reduziert und stattdessen Transformatoren mit 30 kV und 10 kV geplant. Der Ausbau des UW Zentrum ist daher nicht mehr notwendig, ebenso die Kabel zwischen den UWs. Der Bau des UW Friedrichspark ist ein Neubau.

Tabelle 9: Maßnahmen Hochspannung für Stützjahr 2035

Zeitraum	Maßnahme	Geschätzte Menge [km], Anzahl
2031 bis 2035	Freileitung 110kV	Masterhöhung und Verstärkung Leitungsquerschnitt auf 9,54 km
2031 bis 2035	~~Kabel 110kV~~	verworfen
2031 bis 2035	UW Süd	Erweiterung UW, 18 Schaltfelder 2 Transformatoren 110/30/10
2031 bis 2035	UW Drewitz	Erweiterung UW, 2 Transformatoren 110/30/10
2031 bis 2035	~~UW Zentrum~~	Verworfen: Erweiterung UW um Schaltfeld
2031 bis 2035	UW Friedrichspark	Neubau UW, 6 Schaltfelder, 2 Transformatoren
2031 bis 2035	~~UW Amundsenstr.~~	Verworfen: Neubau UW mit Schaltfelder und Transformatoren

Für das Stützjahr 2045 sind nur noch die verworfenen Maßnahmen in Tabelle 10 aufgelistet, da der Ausbau wie für das Stützjahr 2035 stark reduziert wurde.

Tabelle 10: Maßnahmen Hochspannung für Stützjahr 2045

Zeitraum	Maßnahme	Geschätzte Menge [km], Anzahl
2036 bis 2045	~~UW Krampnitz~~	Verworfen: Neubau UW mit Schaltfelder und Transformatoren
2036 bis 2045	~~UW Waldstadt~~	Verworfen: Neubau UW mit Schaltfelder und Transformatoren

3.2 Mittel- bis Niederspannung

In der Mittelspannung wird der Ausbau für die bestehenden 10-kV- und 15-kV-Netze beschrieben sowie der Aufbau eines 30-kV-Netzes, für das in der Hochspannung die Transformatoren getauscht werden. Tabelle 11 listet die Mengen und Kosten auf.

Tabelle 11 Übersicht Maßnahmen netzdimensionierender Ausbau für Mittel- und Niederspannung

Netzdimensionierende Ausbauplanung Mittel- bis Niederspannung

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbau-bedarf
2025 bis 2030	NE 5: MS-Leitungen	263 km	130 Mio. €
(T+5)	NE 6: MS/NS UW	69 TSTs	10 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	102 km	42 Mio. €
2031 bis 2035	NE 5: MS-Leitungen	127 km	77 Mio. €
(T+10)	NE 6: MS/NS UW	101 TSTs	16 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	120 km	58 Mio. €
2036 bis 2045	NE 5: MS-Leitungen	109 km	71 Mio. €
(Zielnetz)	NE 6: MS/NS UW	95 TST	20 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	143 km	89 Mio. €

Neubau, Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Netzoptimierung und -verstärkung

Von den Mittelspannungsmaßnahmen ist der Austausch von Mittelspannungskabeln der größte Aufwand. Die Kabel werden aus verschiedenen Gründen verlegt. Neu verlegt werden 30-kV-Kabel, ebenso ein verhältnismäßig kleiner Teil von 10-kV-Kabeln. Zur Vermeidung von zukünftigen Engpässen werden darüber hinaus Kabel mit geringem Querschnitt getauscht (Verstärkung). Ein großer Teil stellt auch die Entflechtung dar, die für sich allein noch keine Kapazitätserhöhung darstellt aber eine nötige Grundlage für die Verstärkung und

die zusätzlichen Trafostationen bildet. Für alle Spannungsebenen werden außerdem Schaltanlagen und Schaltstationen sowie Transformatoren von 30 kV auf 10 kV eingeplant.

Neben den Mittelspannungskabeln wird auch der Austausch von Niederspannungskabel geplant sowohl resultierend aus dem Mittelspannungsausbau für die höheren Lasten, die hauptsächlich in der Niederspannung verteilt ist. Um die Menge zu begrenzen, soll der Ausbau sich auf die am dauerhaft höchsten ausgelasteten Kabel sowie Kabel, sowie gegebenenfalls auf Grund des Zustands ausgetauscht und verstärkt werden. Dabei handelt es sich üblicherweise um die Kabel zwischen der Transformatorstation und dem ersten Kabelverteilerkasten.

Die Maßnahmen für das Stützjahr 2030 sind in Tabelle 12 aufgelistet. Weitere Details zu den geplanten Maßnahmen für die Hochspannung sind im Detail in der Maßnahmenliste enthalten. Bis zum Jahr 2030 sind insgesamt 263 km Kabel zu verlegen, bei aktuell ca. 600 km Leitungslänge in der Mittelspannung. Es kann daher vorkommen, dass auf Grund der hohen Auslastung auch Maßnahmen noch in das Stützjahr 2035 verschoben werden, um welche es sich dabei handelt, hängt dabei erster Linie von realen Anmeldungen ab. Die Anmeldungen auf der Verbraucherseite sind dabei größtenteils durch Wärmepumpen und Neubau von Wohnungen getrieben, nachgelagert auch durch Elektromobilität.

Die Anzahl der Transformatorstationen ist gegenüber dem Netzausbauplan deutlich geringer, da durch den Ausbau der Fernwärme insgesamt weniger dezentrale Wärmepumpen zu versorgen sind.

Der Ausbau der Niederspannungskabel wird mit einem relativ geringen Anteil eingeplant. Die Gründe sind, dass der erforderliche Ausbau der Mittelspannung bereits hohe Kapazitäten bindet und für die Kosten der Ausbau der Niederspannung im Vergleich zur Mittelspannung nur geringe Kapazitätserhöhungen schafft. Der Ausbau erfolgt in den Niederspannungsnetzen daher in erster Linie ausschließlich lastgetrieben. Einspeisespitzen von PV-Anlagen sollten daher z.B. mittels Speicher vermieden werden.

Tabelle 12: Maßnahmen Mittel- und Niederspannung für Stützjahr 2030

Zeitraum	**Maßnahme**	**Geschätzte Menge, [km] oder Anzahl**
2026 bis 2030	Leitungen, MS-Kabel gesamt	263 km, davon: 90 km Entflechtung 47 km Neubau 58 km Verstärkung 40 km 30-kV-Kabel
2026 bis 2030	Neubau von TST im Mittelspannungsnetz	69 TST
2026 bis 2030	Entflechtung Mittelspannungsnetz benötigte Abgangszellen in UWs und SSTs	37 Zellen (10kV)
2026 bis 2030	Erweiterung MS-Schaltanlage in UWs Drewitz und Golm	2 Mittelspannungs-schaltanlagen
2026 bis 2030	Neue SST Friedrichspark und Marquardt	2 Schaltstationen
2026 bis 2030	Erweiterungen 30kV	35 MS-Zellen (30kV), 36 MS-Zellen (10kV), 6 Transformatoren
2026 bis 2030	NS-Maßnahmen resultierend aus Mittelspannungsausbau, Erneuerung	102 km

Für die Stützjahre 2035 und 2045 werden die Maßnahmen in der Mittel- und Niederspannung im Wesentlichen fortgeschrieben.

Tabelle 13: Maßnahmen Mittel- und Niederspannung für Stützjahr 2035

Zeitraum	Maßnahme	Geschätzte Menge, [km] oder Anzahl
2031 bis 2035	Leitungen, MS-Kabel gesamt	111 km davon: 52 km Entflechtung 52 km Neubau 7 km Verstärkung 17 km 30-kV-Kabel
2031 bis 2035	Neubau von TST im Mittelspannungsnetz	101 TST
2031 bis 2035	Entflechtung Mittelspannungsnetz benötigte Abgangszellen in UWs und SSTs	12 Zellen
2031 bis 2035	Erweiterungen 30kV	27 MS-Zellen (30kV), 36 MS-Zellen (10kV), 6 Transformatoren
2031 bis 2035	NS-Maßnahmen resultierend aus Mittelspannungsausbau, Erneuerung	120 km durch Ausbau, kein Austausch für Erneuerung

Tabelle 14: Maßnahmen Mittel- und Niederspannung für Stützjahr 2045

Zeitraum	Maßnahme	Geschätzte Menge, [km] oder Anzahl
2034 bis 2045	Leitungen, MS-Kabel gesamt	108,8 km davon: 39 km Entflechtung 62 km Neubau 8 km Verstärkung
2034 bis 2045	Neubau von TST im Mittelspannungsnetz	95 TST
2034 bis 2045	Entflechtung Mittelspannungsnetz benötigte Abgangszellen in UWs und SSTs	14 Zellen
2034 bis 2045	NS-Maßnahmen resultierend aus Mittelspannungsausbau, Erneuerung	142,5 km durch Ausbau + weitere durch Erneuerung

Insgesamt treten bei einzelnen Maßnahmen in der Mittel- und Niederspannung Verzögerungen auf. Der Hauptgrund ist der erhebliche Bedarf aus dem prognostizierten Lastanstieg, der bisherige Ausbauzahlen um mehrere Faktoren übersteigt. Die Planungen und Genehmigungen sowie der Bau und Betrieb sind dabei mit mehreren neuen Herausforderungen konfrontiert. Hierbei sind insbesondere der allgemeine Fachkräftemangel sowohl intern als auch bei Dienstleistern sowie aufwändige Planungen, auch um Genehmigungen zu erhalten bei sich beständig ändernde gesetzliche und regulatorische Anforderungen zu nennen.

4 Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf

Im nicht netzdimensionierenden Ausbaubedarf sind altersbedingten Ersatzmaßnahmen, notwendiger Rückbau sowie ggf. Altlastentsorgung zusammengefasst. Dabei handelt es sich hauptsächlich um Austausch von Kabeln und Stationen in der Mittel- und Niederspannung. In der Hochspannung handelt es sich um die Erneuerung von Umspannwerken mitsamt der kompletten Ausstattung neben Transformatoren und Schaltfeldern.

Tabelle 15: Übersicht Maßnahmen nicht netzdimensionierender Ausbau

Nicht netzdimensionierende Ausbauplanung

Zeitraum	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	5 Mio. Euro
2031 bis 2035 (T+10)	112 Mio. Euro
2036 bis 2045 (Zielnetz)	152 Mio. Euro

Reiner Ersatz / Rückbau / Altlastentsorgung

5 Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen

Gemäß VDE-AR-N 4142 werden durch die NGP automatisierte Stromabschaltmaßnahmen zur Vermeidung von Systemzusammenbrüchen erbracht. Zusätzlich ist ein Teil der Anlagen mit weiteren automatischen und/oder gesteuerten Funktionen für Systemdienstleistungen ausgestattet. Unberührt davon sind die Funktionalitäten gemäß Netzsicherheitsmanagement für Erzeugungsanlagen.

Weiterhin betreibt die NGP eine Kompensationsspule zur Reduktion der im Netz auftretenden Blindarbeit. Der Blindleistungsbedarf entsteht hauptsächlich den Kabelanteil im Hoch- und Mittelspannungsnetz. Durch eine hohe Anzahl von PV-Anlagen und einer hohen Auslastung der Transformatoren kann die Blindleistung in den prognostizierten Jahren ansteigen, dabei sind aber Maßnahmen zur Blindleistungs- und Spannungsregelung nicht berücksichtigt.

Zum Einsatz netzdienlicher Flexibilität werden derzeit zum einen Trafostationen mit einem iONS-Messsystem ausgestattet. Das iONS-Messsystem mit seinen Messungen an den Niederspannungsabgängen bietet die Möglichkeit, die Auslastung einzelner Stationen zu überwachen. Außerdem dient das iONS-Messsystem als messtechnische Grundlage im Niederspannungsnetz für die Anwendung von §14a EnWG. Hierfür ist ebenfalls die Implementierung eines Niederspannungscockpits ausgeschrieben.

6 Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG

Derzeit ist kein Einsatz von Spitzenkappung vorgesehen.

7 Stellungnahmen

Vom 02.11.2026 bis zum 30.11.2026 besteht auf VNBdigital die Möglichkeit, eine Stellungnahme zum vorliegenden Netzausbauplan einzureichen.

Wir behalten uns das Recht vor, sachfremde oder unangemessene Stellungnahmen nicht zu veröffentlichen.

7.1 Kontakt

Netzgesellschaft Potsdam GmbH

Netzbetrieb Strom
Daniel Hecht
netzportal@ngp-potsdam.de

Strategische Netzplanung
Dr. Kay Görner

Anhang A: Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Netzkarte der Maßnahmen der Netzebene HS t+10 der Netzgesellschaft Potsdam GmbH 3
Abbildung 2: Netzkarte der Mittelspannung mit Engpassregionen der Netzgesellschaft Potsdam GmbH 4
Abbildung 3: Netzkarte der Maßnahmen der Netzebene Mittel- und Niederspannung der Netzgesellschaft Potsdam GmbH 4
Abbildung 4: PV-Anlagen für Dach- und Freiflächen in Potsdam 5
Abbildung 5: Vergleich der Prognose für dezentrale Wärmepumpen aus den Netzausbauplänen von 2024 und 2026 basierend auf den jeweiligen Regionalszenarien 7
Abbildung 6: Installierte Leistung von Großwärmepumpen und Elektrodenkessel für zentrale Wärmelung in der Fernwärme 8
Abbildung 7: Vergleich der prognostizierten Leistung für Elektromobilität aus den Netzausbauplänen von 2024 und 2026 respektive den zugrundeliegen Regionalszenarien .. 9
Abbildung 8: Aufteilung der installierten Last für Elektromobilität 9
Abbildung 9: Verlauf der Grundlast in Vergleich zu Stark und Schwachlast für Netzebene 4 12

Anhang B: Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Installierte Leistung (MW) für Verbraucher und Einspeisegruppen sowie Ist-Leistung für konventionelle Last 11
Tabelle 2: Planungsgrundlage für aktuelle Versorgungsaufgaben aufgeteilt in Spannungsebene für installierte Leistung und Ist-Leistung 13
Tabelle 3: : Installierte Leistung (MW) für Verbraucher und Einspeisegruppen und konventionelle Last 14
Tabelle 4: Planungsgrundlage für Stützjahr 2030 aufgeteilt in Spannungsebene für installierte Leistung und Ist-Leistung 15
Tabelle 5: Planungsgrundlage für Stützjahr 2035 aufgeteilt in Spannungsebene für installierte Leistung und Ist-Leistung 16
Tabelle 6: Planungsgrundlage für Stützjahr 2045 aufgeteilt in Spannungsebene für installierte Leistung und Ist-Leistung 16
Tabelle 7: Übersicht Maßnahmen netzdimensionierender Ausbau für Hochspannung 17
Tabelle 8: Maßnahmen Hochspannung für Stützjahr 2030 18
Tabelle 9: Maßnahmen Hochspannung für Stützjahr 2035 18
Tabelle 10: Maßnahmen Hochspannung für Stützjahr 2045 19
Tabelle 11 Übersicht Maßnahmen netzdimensionierender Ausbau für Mittel- und Niederspannung 19
Tabelle 12: Maßnahmen Mittel- und Niederspannung für Stützjahr 2030 20
Tabelle 13: Maßnahmen Mittel- und Niederspannung für Stützjahr 2035 21
Tabelle 14: Maßnahmen Mittel- und Niederspannung für Stützjahr 2045 21
Tabelle 15: Übersicht Maßnahmen nicht netzdimensionierender Ausbau 22