STUTTGART NETZE
Ein Unternehmen der Stadtwerke Stuttgart

Netzausbauplan 2026

gem. § 14d EnWG
veröffentlicht auf VNBdigital.de

Stuttgart, 31.10.2026
Stuttgart Netze GmbH

Herausgegeben und bearbeitet:

Stuttgart Netze GmbH
Kesselstraße 21-23
70327 Stuttgart

Ausgabe: 31.10.2026

Lizenz:

Dieses Werk ist lizenziert unter der Creative Commons Attribution-NoDerivatives 4.0 International (CC BY-ND 4.0). Die Vervielfältigung, Weitergabe und Veröffentlichung des unveränderten Werkes ist unter Angabe der Urheber sowie unter Einhaltung der Lizenzbedingungen zulässig. Die Verbreitung bearbeiteter Fassungen ist nicht gestattet.

Lizenztext: https://creativecommons.org/licenses/by-nd/4.0/

Zitierempfehlung:

„Netzausbauplan 2026 gemäß § 14d EnWG“, Stuttgart Netze GmbH, Stuttgart (Stand: 31.10.2026), veröffentlicht auf VNBdigital.de, lizenziert unter CC BY-ND 4.0.

© Stuttgart Netze GmbH
Kesselstraße 21-23
70327 Stuttgart

Internet: www.stuttgart-netze.de

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis 4

1. Einleitung 5
1.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe von Stuttgart Netze 5
1.2 Besonderheiten des Versorgungsgebietes 6
1.3 Teilnetzgebiete 6
1.4 Netzkarten 6
1.4.1 Maßnahmen der Netzebene Hochspannung (T+10) 6
1.4.2 Maßnahmen der Netzebenen Umspannung Hoch- auf Mittelspannung sowie Mittelspannung (T+5) 8

2. Planungsgrundlagen 9
2.1 Regionalszenario 2025 der Planungsregion Südwest 9
2.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe 12
2.2.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025 12
2.2.2 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5 14
2.2.3 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10 15
2.2.4 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045 16

3. Netzdimensionierende Netzausbauplanung 18
3.1 Hochspannung 18
3.2 Mittel- bis Niederspannung 19
3.3 Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen 21
3.4 Herausforderungen des Netzausbaus 22

4. Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf 24

5. Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen 24
5.1 Blindleistungsbedarf 24
5.2 Pilotprojekte zum Einsatz netzdienlicher Flexibilität 25

6. Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG 26

7. Stellungnahmen 27

Abbildungsverzeichnis 28

Tabellenverzeichnis 29

Abkürzungsverzeichnis

EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FCA	Flexible Netzanschlussvereinbarungen (engl.: Flexible Connection Agreements)
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
HS/MS	Umspannung Hochspannung auf Mittelspannung
MS	Mittelspannung
MS/NS	Umspannung Mittelspannung auf Niederspannung
NAP	Netzausbauplan (der Verteilnetzbetreiber)
NEP	Netzentwicklungsplan (der Übertragungsnetzbetreiber)
NS	Niederspannung
ONS	Ortsnetzstation (Umspannstation)
PV	Photovoltaik
SW	Schaltwerk
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk
VNB	Verteilnetzbetreiber

1. Einleitung

Zur Erfüllung der gesetzlichen Anforderungen nach § 14d EnWG hat die Stuttgart Netze GmbH, nachfolgend Stuttgart Netze genannt, den vorliegenden Netzausbauplan (NAP) erstellt. Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, an deren Netz mindestens 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind, sind grundsätzlich verpflichtet, der Regulierungsbehörde alle zwei Jahre einen NAP vorzulegen. Der NAP basiert auf dem gemeinsam für die jeweilige Planungsregion erstellten Regionalszenario und berücksichtigt die voraussichtlichen Entwicklungen für die Jahre 2030 (T+5) und 2035 (T+10) sowie das langfristige Zieljahr 2045.

Um die gesetzlichen Anforderungen zu erfüllen und eine möglichst einheitliche und vergleichbare Darstellung der Netzausbauplanungen der Verteilnetzbetreiber zu gewährleisten, orientiert sich der vorliegende Bericht an diesen Planungshorizonten. Das Jahr 2045 entspricht zugleich dem im Bundes-Klimaschutzgesetz festgelegten Zieljahr für das Erreichen der Netto-Treibhausgasneutralität in Deutschland. Ergänzend werden bei der internen Analyse und Aufbereitung der Daten die weitergehenden Klimaschutzziele auf Landes- und Kommunalebene berücksichtigt.

Aufgrund der mit langfristigen Szenarien verbundenen Unsicherheiten werden die zugrunde liegenden Annahmen und Ergebnisse regelmäßig überprüft und fortgeschrieben. Der gesetzlich vorgesehene zweijährige Vorlage- und Veröffentlichungszyklus ermöglicht es, neue Erkenntnisse, veränderte Rahmenbedingungen und aktualisierte Zielsetzungen in die jeweils folgende Fortschreibung des Netzausbauplans zu integrieren.

1.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe von Stuttgart Netze

Stuttgart Netze ist der Verteilnetzbetreiber (VNB) für das öffentliche Stromnetz auf der Gemarkung der Landeshauptstadt Stuttgart. Das Stromnetz umfasst folgende Spannungs- und zugehörige Umspannebenen:

- Hochspannung (HS): 110 kV
- Mittelspannung (MS): 10 kV
- Niederspannung (NS): 0,4 kV

Über das Stromverteilnetz versorgt Stuttgart Netze mehr als 600.000 Einwohner sowie zahlreiche Unternehmen, öffentliche Einrichtungen, Gewerbe- und Industriebetriebe mit elektrischer Energie.

Das 110 kV-Hochspannungsnetz (HS-Netz) weist eine Leitungslänge von rund 170 km auf und umfasst 24 eigene sowie zwei kundeneigene 110/10 kV-Umspannwerke (UW) und zwei 110 kV-Schaltwerke (SW). Das mehr als 1.500 km lange 10 kV-Mittelspannungsnetz (MS-Netz) umfasst etwa 1.300 Kundenübergabestationen und rund 1.000 Ortsnetzstationen (ONS). Das ca. 3.800 km lange 0,4 kV-Niederspannungsnetz (NS-Netz) versorgt etwa 80.000 Hausanschlüsse.

1.2 Besonderheiten des Versorgungsgebietes

Das Stromnetz von Stuttgart Netze weist eine überwiegend städtische Netzstruktur auf und ist weitgehend verkabelt. Die Hoch- und Niederspannungsnetze sind vermascht ausgeführt. Das Mittelspannungsnetz wird grundsätzlich als offene Ringstruktur betrieben.

Im Dezember 2023 wurde vom Gemeinderat der Landeshauptstadt Stuttgart der Kommunale Wärmeplan beschlossen. Dieser definiert die Leitplanken für eine zukünftige klimaneutrale Wärmeversorgung in Stuttgart. Die Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanung wurden bei der Erstellung des vorliegenden NAP berücksichtigt und in die Annahmen zur zukünftigen Entwicklung der elektrischen Wärmebereitstellung integriert. Die zugrunde liegenden Annahmen werden gemeinsam mit der Landeshauptstadt Stuttgart sowie den Projektentwicklern von Nah- und Fernwärmenetzen fortlaufend überprüft und bei Bedarf an neue Erkenntnisse angepasst. Im Rahmen zukünftiger Überarbeitungszyklen werden die Prognosen zur elektrischen Wärmebereitstellung sowie deren räumliche Verteilung auf dieser Grundlage fortgeschrieben und weiterentwickelt.

1.3 Teilnetzgebiete

Das gesamte Stuttgarter Hochspannungsnetz wird als eigenständige Netzgruppe unterhalb des vorgelagerten Netzbetreibers betrieben. Das Stromverteilnetz ist zudem überwiegend städtisch und vorstädtisch geprägt, wodurch sich ein vorwiegend lastgeprägtes Versorgungsgebiet ergibt. Aufgrund dieser Netzcharakteristik wird das Stuttgarter Verteilnetz im vorliegenden Bericht nicht weiter in Teilnetzgebiete untergliedert.

1.4 Netzkarten

Im Folgenden werden Netzkarten dargestellt, welche die geplanten Maßnahmen in der Hochspannungsebene für den Zeithorizont T+10 sowie in der Umspannebene HS/MS und der Mittelspannungsebene für den Zeithorizont T+5 abbilden.

1.4.1 Maßnahmen der Netzebene Hochspannung (T+10)

In Abbildung 1 sind die Maßnahmen der Hochspannungsebene dargestellt, die aus netzplanerischer Sicht bis zum Jahr 2035 (Zeithorizont T+10) begonnen werden müssten. Die Umspannebene HöS/HS ist in der Darstellung nicht enthalten, da diese nicht durch Stuttgart Netze betrieben wird und somit nicht Gegenstand der vorliegenden Netzausbauplanung ist.

Dabei ist zu beachten, dass die tatsächlichen Umsetzungszeiträume und insbesondere die realisierbaren Inbetriebnahmezeitpunkte hiervon abweichen können. Gründe hierfür sind unter anderem die mehrjährigen Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten von Hochspannungsanlagen. Darüber hinaus können sich die

zeitliche Priorisierung sowie die konkrete Umsetzung einzelner Maßnahmen infolge veränderter Lastentwicklungen, neuer Anschlussanfragen, der allgemeinen Marktsituation, verfügbarer Ressourcen, tatsächlicher Projektkosten sowie der zur Verfügung stehenden Investitionsbudgets ändern.

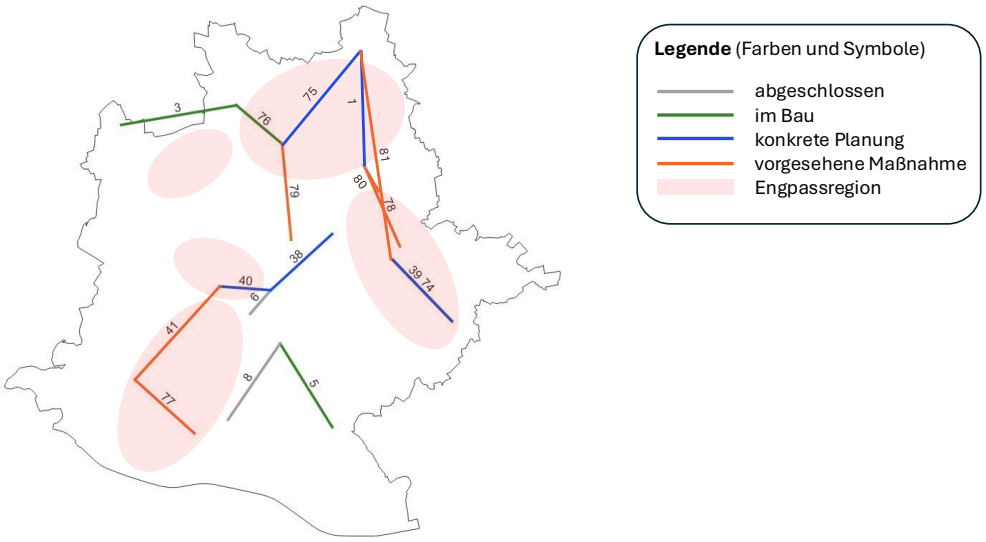


Abbildung 1: Netzkarte der geplanten Maßnahmen in der Hochspannungsebene im Zeithorizont T+10 bis zum Jahr 2035. Darüber hinaus sind aktuelle und prognostizierte Engpassregionen ausgewiesen. Die angegebenen Zahlen entsprechen der laufenden Nummer der Maßnahme im Maßnahmenplan.

Zusätzlich sind in der Netzkarte in Abbildung 1 Engpassregionen gekennzeichnet. Hierbei handelt es sich um Netzgebiete, in denen entweder bereits heute ein Netzengpass vorliegt und deshalb flexible Netzanschlussvereinbarungen (Flexible Connection Agreements, FCA) angewendet werden müssen oder in denen angefragte Anschlussleistungen aufgrund bestehender Netzengpässe derzeit nicht bzw. nicht vollständig bereitgestellt werden können. Darüber hinaus sind Gebiete dargestellt, die nur noch über geringe Kapazitätsreserven verfügen und bei denen mittelfristig mit dem Auftreten von Kapazitätsengpässen zu rechnen ist.

Die ausgewiesenen Engpässe beziehen sich überwiegend auf bezugsseitig verursachte Netzengpässe. Dabei können die Ursachen sowohl in der Hochspannungsebene selbst als auch in der Umspannebene HS/MS liegen. Die Darstellung dient einer vereinfachten räumlichen Einordnung bestehender und absehbarer Kapazitätsengpässe.

Die Ausweisung einer Engpassregion bedeutet jedoch nicht automatisch, dass innerhalb des betreffenden Gebietes keine zusätzlichen Leistungen mehr angeschlossen werden können. Die tatsächlich verfügbare Anschlusskapazität ist stets im Einzelfall unter Berücksichtigung der konkreten Anschlussleistung, des

Anschlussortes sowie der lokalen Netzsituation zu bewerten. Umgekehrt bedeutet die fehlende Kennzeichnung als Engpassregion nicht, dass an den jeweiligen Standorten beliebig hohe Leistungen, insbesondere große Punktlasten, angeschlossen werden können. Auch außerhalb der dargestellten Engpassregionen können lokale Netzrestriktionen bestehen oder durch einzelne leistungsstarke Anschlussanfragen entstehen.

1.4.2 Maßnahmen der Netzebenen Umspannung Hoch- auf Mittelspannung sowie Mittelspannung (T+5)

In Abbildung 2 sind die Maßnahmen der Umspannebene HS/MS sowie der Mittelspannungsebene dargestellt, die aus netzplanerischer Sicht bis zum Jahr 2030 (Zeithorizont T+5) begonnen werden müssten. Dabei ist zu beachten, dass die tatsächlichen Umsetzungszeiträume und Inbetriebnahmezeitpunkte von den dargestellten Zeithorizonten abweichen können. Dies betrifft insbesondere Maßnahmen an Umspannwerken, die aufgrund erforderlicher Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten mehrjährige Realisierungszeiträume aufweisen. Darüber hinaus können Änderungen der Priorisierung sowie veränderte Rahmenbedingungen zu zeitlichen Verschiebungen der Inbetriebnahmezeitpunkte führen.

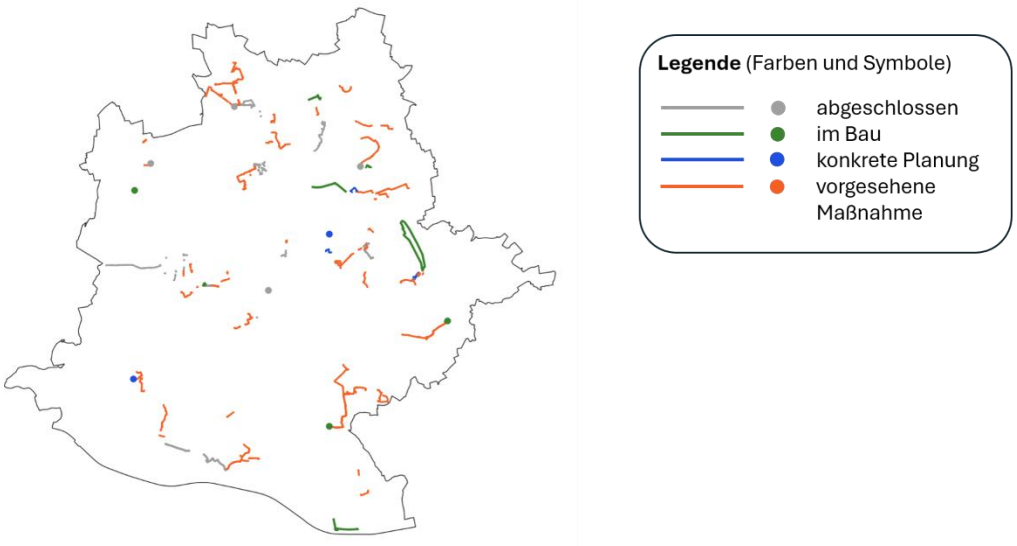


Abbildung 2: Netzkarte der geplanten Maßnahmen in der Umspannebene HS/MS und der Mittelspannungsebene im Zeithorizont T+5 bis zum Jahr 2030. Linienobjekte kennzeichnen Leitungsmaßnahmen und Punktobjekte Maßnahmen in der Umspannebene HS/MS oder an Schaltwerken innerhalb der Mittelspannungsebene.

Die Darstellung der aktuellen und prognostizierten Engpassregionen erfolgt ausschließlich in Abbildung 1 und wird in der vorliegenden Netzkarte nicht erneut ausgewiesen. Für die räumliche Einordnung bestehender und absehbarer Kapazitätsengpässe ist daher auf die Darstellung in Abbildung 1 zurückzugreifen.

2. Planungsgrundlagen

Im Folgenden werden die für die Netzausbauplanung maßgeblichen Planungsgrundlagen dargestellt.

Zur Erstellung der Netzausbaupläne wurde das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland von den berichtspflichtigen Verteilnetzbetreibern in sechs geografisch abgrenzbare und räumlich zusammenhängende Planungsregionen unterteilt. Innerhalb der jeweiligen Planungsregion haben sich die VNB unter Einbeziehung der Netzentwicklungspläne (NEP) der ÜNB zu den Grundlagen ihrer Netzausbauplanung abgestimmt und ein gemeinsames Regionalszenario erstellt. Die Regionalszenarien wurden auf der gemeinsamen Internetplattform VNBdigital veröffentlicht. Die darin enthaltenen Prognosen zur Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch bilden die gemeinsame Grundlage für die NAP der einzelnen VNB.

Der vorliegende Netzausbauplan von Stuttgart Netze basiert somit im Wesentlichen auf dem im Januar 2026 veröffentlichten Regionalszenario 2025 der Planungsregion Südwest. Dieses enthält für die gesamte Planungsregion detaillierte Erläuterungen zu den verwendeten Kennzahlen, den zugrunde liegenden Annahmen und den angewandten Methoden.

2.1 Regionalszenario 2025 der Planungsregion Südwest

Tabelle 1 fasst die für das Netzgebiet von Stuttgart Netze relevanten Kennzahlen des Regionalszenarios zusammen. Das Regionalszenario 2025 prognostiziert für das Netzgebiet von Stuttgart Netze bis zum Zieljahr 2045 eine deutliche Transformation der Versorgungsaufgabe. Sowohl auf der Einspeise- als auch auf der Bezugsseite werden erhebliche Veränderungen erwartet.

Auf der Erzeugungsseite stellt die Photovoltaik auf oder an Gebäuden die dominierende Technologie dar. Die installierte Leistung steigt von 125 MW_p im Jahr 2024 auf 633 MW_p im Jahr 2045 und erhöht sich damit auf mehr als das Fünffache des heutigen Bestands. Die Freiflächen-Photovoltaik trägt aufgrund der städtischen Struktur des Netzgebiets nur in geringem Umfang zum Ausbau bei und erreicht bis 2045 eine installierte Leistung von 12 MW. Für die Windenergie an Land wird im Netzgebiet kein Ausbau erwartet. Die installierte Leistung der sonstigen erneuerbaren Erzeugung bleibt über den gesamten Betrachtungszeitraum konstant bei 21 MW. Die konventionellen Kraftwerke behalten auch langfristig eine relevante Bedeutung für die Energieversorgung im Stadtgebiet Stuttgart. Dies ist insbesondere auf die Möglichkeit zurückzuführen, bestehende Anlagen perspektivisch auf den Einsatz von Wasserstoff umzustellen. Nach einem zunächst steigenden Leistungswert infolge der Erweiterung eines Kraftwerksstandorts erreicht die installierte Leistung im Jahr 2030 einen Höchstwert von 344 MW und sinkt anschließend bis 2045 auf 280 MW. Trotz dieses Rückgangs bleiben thermische Kraftwerke ein wichtiger Bestandteil des Erzeugungsportfolios im Netzgebiet.

Signifikante Veränderungen zeigen sich ebenfalls auf der Verbrauchsseite. Die installierte Leistung der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität steigt von 108 MW im Jahr 2024 auf 1.770 MW im Jahr 2045. Zu

berücksichtigen ist jedoch, dass die netzwirksame Leistung aufgrund der bei Ladeinfrastruktur anzusetzenden Gleichzeitigkeitsfaktoren deutlich geringer ausfällt als die installierte Leistung. Parallel hierzu nimmt die Elektrifizierung der Wärmeversorgung deutlich zu. Die installierte Leistung von Wärmepumpen für dezentrale Wärmelösungen steigt von 19 MW auf 343 MW. Noch deutlicher wächst der elektrische Bedarf für zentrale Wärmelösungen, der von 8 MW im Bestand auf 422 MW im Jahr 2045 anwächst. In der Prognose sind bereits aktuell in Entwicklung befindliche Projekte zur Elektrifizierung von Nah- und Fernwärmesystemen berücksichtigt.

Zusätzliche Lastzuwächse entstehen durch Stand-alone-Rechenzentren, deren installierte Leistung von 12 MW auf 96 MW ansteigt. Der Leistungsbedarf von Rechenzentren unterliegt derzeit einer besonders hohen Dynamik und ist daher mit entsprechenden Prognoseunsicherheiten behaftet. Nach aktueller Einschätzung wird die tatsächliche Entwicklung vor allem durch die Verfügbarkeit geeigneter Netzanschlusskapazitäten begrenzt. Darüber hinaus wird ab dem Jahr 2030 eine installierte Leistung von 16 MW für Elektrolyseure erwartet. Für die konventionelle Last wird bis zum Zieljahr 2045 ein Rückgang von rund 10 % gegenüber dem Bestand angenommen. Deren netzwirksame Leistung reduziert sich von 522 MW im Jahr 2024 auf 470 MW im Jahr 2045. Grundlage hierfür ist die Annahme kontinuierlicher Effizienzsteigerungen. Trotz der rückläufigen Entwicklung der konventionellen Last übersteigen die zusätzlichen Leistungsbedarfe der anderen Sektoren die erzielten Effizienzgewinne deutlich, sodass insgesamt von einer steigenden bezugsseitigen Versorgungsaufgabe auszugehen ist.

Parallel zum Ausbau der erneuerbaren Energien wird ein erheblicher Zubau von Batteriespeichern prognostiziert. Die installierte Leistung der Kleinbatteriespeicher (< 1 MW) steigt von 25 MW auf 184 MW. Zusätzlich werden bis 2035 Großbatteriespeicher (≥ 1 MW) mit einer installierten Leistung von 90 MW erwartet. Auch in diesem Segment ist die Marktentwicklung derzeit von einer hohen Dynamik geprägt, weshalb die tatsächliche Ausbauentwicklung mit entsprechenden Unsicherheiten verbunden ist.

Insgesamt wird die künftige Versorgungsaufgabe des Netzgebiets vor allem durch den starken Zubau von Photovoltaikanlagen, die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors sowie den zunehmenden Einsatz von Batteriespeichern geprägt. Die größten Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf ergeben sich dabei aus den deutlichen Leistungszuwächsen bei Elektromobilität und elektrischen Wärmeanwendungen. Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass sowohl Batteriespeicher als auch Rechenzentren aufgrund ihrer hohen Anschlussleistungen und der derzeit hohen Marktdynamik künftig einen wesentlichen Anteil der verfügbaren Netzkapazitäten beanspruchen können. Die tatsächliche Entwicklung ist hierbei stark von der Marktentwicklung sowie den jeweils verfügbaren Netzanschlusskapazitäten abhängig und mit entsprechenden Prognoseunsicherheiten verbunden.

Tabelle 1: Gemäß dem Regionalszenario 2025 auf das Versorgungsgebiet von Stuttgart Netze entfallene Leistung.

Regionalszenario 2025 der Planungsregion Südwest
Auf das Versorgungsgebiet von Stuttgart Netze entfallende Leistung in MW

	Bestand (2024)	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MW_p)	125	253	380	633
Photovoltaik Freifläche (MW_p)	0	3	6	12
Windenergie an Land	0	0	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	21	21	21	21
Konventionelle Kraftwerke	267	344	332	280
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	19	117	216	343
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	8	172	337	422
Elektromobilität	108	764	1202	1770
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	522	509	496	470
Stand-alone-Rechenzentren	12	33	54	96
Elektrolyseure	0	16	16	16
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	25	65	105	184
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	45	90	90
Pumpspeicher	0	0	0	0

2.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe

Im Folgenden wird die Entwicklung der Versorgungsaufgabe betrachtet. Ausgehend von der aktuellen Versorgungsaufgabe gemäß Regionalszenario 2025 werden für die Stützjahre T+5 und T+10 sowie für das Zieljahr 2045 die prognostizierten Entwicklungen der Versorgungsaufgabe analysiert. Die Betrachtung erfolgt getrennt nach den Netzebenen sowie nach Bezugs- und Einspeiseleistung.

2.2.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025

Nachfolgend wird basierend auf den in Tabelle 2 aufgeführten Bestandswerten die aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025 (Stichtag: 31.12.2024) beschrieben. Die Erzeugung und der Verbrauch sind im Netzgebiet unterschiedlich über die Spannungsebenen verteilt.

Die konventionelle Erzeugung mit einer installierten Leistung von rund 267 MW ist überwiegend in der HS sowie der Umspannebene HS/MS angeschlossen. Die erneuerbare Erzeugung konzentriert sich hingegen auf die Mittelspannungs- und Niederspannungsebene. Von den insgesamt rund 125 MW installierter Photovoltaikleistung entfallen etwa 103 MW auf die NS und 21 MW auf die MS. Sonstige erneuerbare Erzeugungsanlagen, insbesondere Wasserkraftanlagen, weisen eine installierte Leistung von rund 21 MW auf und sind vollständig an die Mittelspannungsebene angeschlossen.

Die unmittelbar an den einzelnen Netzebenen angeschlossenen Verbrauchslasten konzentrieren sich, bezogen auf die jeweils auftretenden Jahreshöchstlasten, überwiegend auf die Mittelspannungs- und Niederspannungsebene. Für die konventionelle Last wird keine installierte Leistung ausgewiesen, da diese Größe für Verbrauchseinrichtungen nicht sachgerecht bestimmbar ist. Stattdessen erfolgt die Einordnung anhand der netzwirksamen Leistung. Die im Bestand vorhandene Ladeinfrastruktur für Elektromobilität sowie Wärmepumpen konzentrieren sich ebenfalls auf diese Netzebenen. Von der installierten Leistung der Ladeinfrastruktur von rund 108 MW entfallen etwa 92 MW auf die NS. Die installierte Leistung von Wärmepumpen beträgt rund 19 MW und ist nahezu vollständig in der NS angeschlossen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass bei Kunden mit Anschluss in der MS zusätzliche Ladeeinrichtungen und Wärmepumpen innerhalb deren Kundenanlagen betrieben werden können. Sofern deren Errichtung keine Erhöhung der vertraglich vereinbarten Anschlussleistung erfordert, liegen dem Netzbetreiber hierzu nicht in allen Fällen belastbare Informationen vor. Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass die für das Niederspannungsnetz geltenden Melde- und Steuerungsprozesse nach § 14a EnWG für MS-Anschlüsse grundsätzlich nicht zur Anwendung kommen.

Insgesamt zeigt sich eine klare Verteilung der Versorgungsaufgabe über die Netzebenen. Während die Hochspannungsebene insbesondere durch die Anbindung konventioneller Erzeugungsanlagen und größerer Verbrauchseinrichtungen geprägt wird, konzentrieren sich dezentrale Erzeugungsanlagen sowie ein wesentlicher Teil der Verbrauchslasten auf die Mittelspannungs- und Niederspannungsebene.

Tabelle 2: Aktuelle Versorgungsaufgabe. Aufteilung der Bestandswerte aus dem Regionalszenario 2025 auf die Netzebenen. Alle Angaben in MW.

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

	UW HöS/HS	HS	UW HS/MS	MS	UW MS/NS	NS
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MW_p)	0	<1	<1	21	0	103
Photovoltaik Freifläche (MW_p)	0	0	0	0	0	0
Windenergie an Land	0	0	0	0	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	0	0	0	21	0	0
Konventionelle Kraftwerke	0	191	34	43	0	0
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	0	0	0	0	0	19
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	7	0	<1	0	<1
Elektromobilität	0	0	0	16	0	92
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	0	55	11	276	4	233
Stand-alone-Rechenzentren	0	0	3	9	0	0
Elektrolyseure	0	0	0	0	0	0
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	0	0	0	2	0	23
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	0	0	0	0	0
Pumpspeicher	0	0	0	0	0	0

Die in Tabelle 2 ausgewiesenen Werte der konventionellen Last übersteigen in Summe den für das gesamte Netzgebiet in Tabelle 1 angegebenen Wert. Ursache hierfür ist, dass die jeweiligen Maximalwerte der einzelnen Netzebenen zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftreten. Die Summe dieser netzebenenspezifischen Maximalwerte entspricht daher nicht der zeitgleichen Höchstlast des gesamten Netzgebiets.

Tabelle 3 stellt die aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025 dar. Im Gegensatz zu den zuvor dargestellten installierten Leistungen sind hier planungsrelevante Leistungen ausgewiesen. Diese berücksichtigen die auftretenden Gleichzeitigkeiten zwischen den einzelnen Verbrauchern bzw. Erzeugern. Die planungsrelevanten Leistungen werden getrennt nach Bezug und Einspeisung dargestellt. Darüber hinaus wird zwischen den unmittelbar an einer Netzebene angeschlossenen Verbrauchern bzw. Erzeugern und den Leistungen aus eigenen und fremden nachgelagerten Netzebenen unterschieden.

Dabei ist zu beachten, dass die ausgewiesenen Leistungen aus nachgelagerten Netzebenen nicht der Summe der unmittelbar an den einzelnen unterlagerten Netzebenen angeschlossenen Verbraucher- bzw. Erzeugungsleistungen entsprechen. Ursache hierfür sind die im Rahmen der Ermittlung der planungsrelevanten Leistungen berücksichtigten Gleichzeitigkeiten.

Tabelle 3: Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025. Unterteilt in Bezugs- und Einspeiseleistung je Netzebene.

	Planungsrelevante **Bezug**sleistung durch angeschlossene **Verbraucher**	Planungsrelevante **Bezug**sleistung durch **eigene** und **fremde** nachgelagerte Netzebenen	Planungsrelevante **Einspeise**leistung durch angeschlossene **Erzeuger**	Planungsrelevante **Einspeise**leistung durch **eigene** und **fremde** nachgelagerte Netzebenen
HS	55 MW	485 MW	143 MW	147 MW
HS/MS	11 MW	479 MW	25 MW	127 MW
MS	276 MW	236 MW	63 MW	77 MW
MS/NS	4 MW	233 MW	0 MW	77 MW
NS	233 MW		77 MW	

2.2.2 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5

Die in Tabelle 4 dargestellten Kenngrößen für den Zeithorizont T+5 bis zum Jahr 2030 basieren auf den im Regionalszenario ausgewiesenen installierten Leistungen für das entsprechende Stützjahr. Zur Ableitung planungsrelevanter Leistungswerte für die Nieder- und Mittelspannungsebene sowie die Umspannebene

MS/NS wurden technologieabhängige Gleichzeitigkeitsfaktoren berücksichtigt. Die Leistungswerte der Hochspannungsebene sowie der Umspannebene HS/MS ergeben sich unmittelbar aus den Ergebnissen der zeitreihenbasierten Netzmodellierung.

Tabelle 4: Voraussichtliche Versorgungsaufgabe für das Jahr 2030 (T+5). Unterteilt in Bezugs- und Einspeiseleistung je Netzebene.

	Planungsrelevante **Bezug**sleistung durch angeschlossene **Verbraucher**	Planungsrelevante **Bezug**sleistung durch **eigene** und **fremde** nachgelagerte Netzebenen	Planungsrelevante **Einspeise**leistung durch angeschlossene **Erzeuger**	Planungsrelevante **Einspeise**leistung durch **eigene** und **fremde** nachgelagerte Netzebenen
HS	64 MW	740 MW	217 MW	191 MW
HS/MS	52 MW	690 MW	28 MW	163 MW
MS	353 MW	355 MW	30 MW	133 MW
MS/NS	0 MW	355 MW	0 MW	133 MW
NS	355 MW		133 MW	

2.2.3 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10

Die in Tabelle 5 dargestellten Kenngrößen für den Zeithorizont T+10 bis zum Jahr 2035 basieren auf den im Regionalszenario ausgewiesenen installierten Leistungen für das entsprechende Stützjahr. Die Überführung in planungsrelevante Leistungswerte erfolgte entsprechend der in Abschnitt 2.2.2 beschriebenen Methodik.

Tabelle 5: Voraussichtliche Versorgungsaufgabe für das Jahr 2035 (T+10). Unterteilt in Bezugs- und Einspeiseleistung je Netzebene.

	Planungsrelevante **Bezug**sleistung durch angeschlossene **Verbraucher**	Planungsrelevante **Bezug**sleistung durch **eigene** und **fremde** nachgelagerte Netzebenen	Planungsrelevante **Einspeise**leistung durch angeschlossene **Erzeuger**	Planungsrelevante **Einspeise**leistung durch **eigene** und **fremde** nachgelagerte Netzebenen
HS	82 MW	936 MW	217 MW	311 MW
HS/MS	87 MW	853 MW	30 MW	281 MW
MS	418 MW	456 MW	48 MW	234 MW
MS/NS	0 MW	456 MW	0 MW	234 MW
NS	456 MW		234 MW	

2.2.4 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045

Die in Tabelle 6 dargestellten Kenngrößen für das Zieljahr 2045 basieren auf den im Regionalszenario ausgewiesenen installierten Leistungen. Die Überführung in planungsrelevante Leistungswerte erfolgt erneut entsprechend der in Abschnitt 2.2.2 beschriebenen Methodik.

Die Prognosedaten zeigen, dass ein erheblicher Anteil des zukünftigen Leistungszubaus in den unteren Spannungsebenen zu erwarten ist. Während sich die Bezugsleistung in der Niederspannungsebene gegenüber dem heutigen Zustand annähernd verdreifacht, wird für die Mittelspannungsebene eine ungefähr doppelt so hohe planungsrelevante Bezugsleistung prognostiziert. Darüber hinaus wird ein wesentlicher Teil der zukünftigen Photovoltaikleistung in der Niederspannungsebene erwartet. Die zukünftige Entwicklung der Versorgungsaufgabe wird damit maßgeblich durch die Niederspannungs- und Mittelspannungsebene geprägt.

Tabelle 6: Voraussichtliche Versorgungsaufgabe für das Jahr 2045. Unterteilt in Bezugs- und Einspeiseleistung je Netzebene.

	Planungsrelevante **Bezug**sleistung durch angeschlossene **Verbraucher**	Planungsrelevante **Bezug**sleistung durch **eigene** und **fremde** nachgelagerte Netzebenen	Planungsrelevante **Einspeise**leistung durch angeschlossene **Erzeuger**	Planungsrelevante **Einspeise**leistung durch **eigene** und **fremde** nachgelagerte Netzebenen
HS	80 MW	1244 MW	217 MW	552 MW
HS/MS	103 MW	1151 MW	34 MW	518 MW
MS	547 MW	659 MW	83 MW	436 MW
MS/NS	0 MW	659 MW	0 MW	436 MW
NS	659 MW		436 MW	

3. Netzdimensionierende Netzausbauplanung

Nachfolgend werden die Ergebnisse der auf Grundlage der zuvor beschriebenen Planungsprämissen durchgeführten Netzausbauplanung für die Stützjahre 2030 und 2035 sowie das Zieljahr 2045 dargestellt. Hierzu werden zunächst ausschließlich die Maßnahmen und die damit verbundenen Kosten betrachtet, die zu einer Erhöhung der Übertragungskapazität des Stromnetzes führen. Dies umfasst auch Erneuerungsmaßnahmen, welche mit einer Leistungserhöhung verbunden sind. Reine 1:1-Erneuerungen werden separat in Kapitel 4 dargestellt.

In Kapitel 3.1 wird die Hochspannungsebene einschließlich der angeschlossenen Umspannebenen betrachtet, während Kapitel 3.2 die Mittelspannungs- bis Niederspannungsebene behandelt. In Kapitel 3.3 wird der Umgang von Stuttgart Netze mit den Themen Energieeffizienz und Nachfragesteuerung erläutert. Abschließend werden in Kapitel 3.4 die Herausforderungen des Netzausbaus in Stuttgart beschrieben.

3.1 Hochspannung

Bei der Planung der Zielnetze für die Hochspannungsebene sowie die Umspannebene HS/MS wurde eine zeitreihenbasierte Modellierung mit anschließender probabilistischer Auswertung durchgeführt. Zur Behebung der prognostizierten Netzengpässe wurden unterschiedliche Maßnahmenoptionen entwickelt und hinsichtlich technischer sowie wirtschaftlicher Kriterien bewertet. Auf dieser Grundlage wurde die Zielnetztopologie festgelegt. Für die Umspannebene HöS/HS werden keine Ausbaumaßnahmen ausgewiesen, da diese nicht von Stuttgart Netze betrieben wird.

Im Rahmen der netzdimensionierenden Zielnetzplanung für die Hochspannungsebene sowie die Umspannebene HS/MS bis zum Jahr 2045 werden nach aktuellem Planungsstand insgesamt rund 120 km HS-Leitungen realisiert. Davon entfallen etwa 40 km auf Leitungsneubauten und rund 80 km auf Ersatzneubauten beziehungsweise Erneuerungsmaßnahmen mit Leistungserhöhung. Darüber hinaus ist der Neubau von drei Umspannwerken sowie die Erweiterung von fünf weiteren Umspannwerken vorgesehen. Für diese netzdimensionierenden Maßnahmen wird für HS-Leitungen ein Investitionsvolumen von rund 250 Mio. € veranschlagt. Die netzdimensionierenden Maßnahmen für Umspannwerke erfordern darüber hinaus Investitionen in Höhe von rund 180 Mio. €.

In Tabelle 7 sind die gesamten Netzausbaumaßnahmen in der Hochspannungs- und Umspannebene HS/MS bis zum Jahr 2045 zusammengefasst. Weiterführende Informationen können dem auf VNBdigital veröffentlichten *Maßnahmenplan* entnommen werden. Dieser enthält für die in diesem Abschnitt betrachteten Netzebenen eine Auflistung der aus Sicht der Netzplanung im Zeithorizont T+10 erforderlichen Einzelmaßnahmen. Ergänzend können dem dort veröffentlichten *Datenblatt* die aggregierten Ausbaubedarfe, aufgeschlüsselt nach den Projektkategorien Neubau, Ersatzneubau mit Erhöhung der Übertragungskapazität sowie 1:1-Ersatz, entnommen werden. Der *Maßnahmenplan* und das *Datenblatt* sind Bestandteile des

Netzausbauplans. Die nach § 14d Absatz 4 EnWG erforderlichen maßnahmenbezogenen Angaben, insbesondere zu Maßnahmenanlässen und Umsetzungszeitpunkten, sind im *Maßnahmenplan* enthalten.

Tabelle 7: Ausbauplanung Hochspannung. Neubau, Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Netzoptimierung und -verstärkung.

Netzdimensionierende Ausbauplanung Hochspannung
inkl. Höchst- auf Hochspannung sowie Hoch- auf Mittelspannung

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 2: HöS/HS UW	0 UW	0 Mio. €
	NE 3: HS-Leitungen	26 km	55 Mio. €
	NE 4: HS/MS UW	2 UW	13 Mio. €
2031 bis 2035 (T+10)	NE 2: HöS/HS UW	0 UW	0 Mio. €
	NE 3: HS-Leitungen	45 km	102 Mio. €
	NE 4: HS/MS UW	4 UW	116 Mio. €
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 2: HöS/HS UW	0 UW	0 Mio. €
	NE 3: HS-Leitungen	48 km	96 Mio. €
	NE 4: HS/MS UW	2 UW	51 Mio. €

3.2 Mittel- bis Niederspannung

Für die MS-Engpassanalyse wurden die in Abschnitt 2.2 ermittelten planungsrelevanten Leistungen der Mittelspannungsebene in Form zusätzlicher Lasten je Stützjahr auf die bestehenden Umspann- und Kundenstationen des auf den aktuellen Netzzustand skalierten Netzmodells verteilt. Anschließend wurden die auslegungsrelevanten Betriebsfälle (Hochlast- und Rückspeisefall) unter Berücksichtigung des (n-1)-Kriteriums berechnet.

Zur Behebung von Engpässen im Mittelspannungskabelnetz wurde zunächst geprüft, ob durch eine Erneuerung mit dem jeweils aktuellen Standardkabel und dessen erhöhter Übertragungsfähigkeit die Überlastung beseitigt werden kann. Sofern dies nicht ausreichend war, wurde zusätzlich zum zu erneuernden Leitungsabschnitt eine weitere Kabelanlage vorgesehen. Zusätzliche, alters- beziehungsweise

technologiebedingte Maßnahmen aus der Erneuerungsstrategie sind in aggregierter Form in Kapitel 4 dargestellt.

Im Rahmen der Netzausbauplanung für die Mittelspannungsebene sowie die Umspannebene MS/NS bis zum Jahr 2045 wurden insgesamt rund 940 km Leitungen sowie etwa 470 Umspannstationen für einen Neubau oder eine Erneuerung mit gleichzeitiger Erhöhung der Übertragungskapazität identifiziert. Die hierfür erforderlichen Investitionen werden auf rund 620 Mio. € geschätzt.

Grundsätzlich ist die Prognose und Lokalisierung einzelner Punktlasten mit hoher Anschlussleistung in der Mittelspannungsebene, beispielsweise Batteriespeicher oder Wärmezentralen, mit hohen Unsicherheiten verbunden, solange keine konkreten Anschlussanfragen vorliegen. Für den erforderlichen Netzausbau ist jedoch insbesondere der Standort der jeweiligen Kundenanfrage maßgebend, da dieser die erforderlichen Ausbaumaßnahmen wesentlich beeinflussen kann. Die tatsächlich benötigten Leitungslängen können daher von den prognostizierten Werten abweichen und sind im Rahmen der regelmäßigen Netzplanung fortlaufend zu überprüfen und anzupassen.

Im Rahmen verschiedener Forschungsvorhaben[1,2] wurden unter anderem die Auswirkungen von Klimaneutralitätsszenarien auf den Netzausbau in der Niederspannungsebene untersucht. Hierzu wurden die Niederspannungsnetze anhand ihrer jeweiligen Versorgungsaufgabe in verschiedene Cluster eingeteilt. Für jedes Cluster wurden repräsentative Netzinseln ausgewählt und mittels Netzberechnungen einer Engpass- und Maßnahmenanalyse unterzogen. Auf Basis der identifizierten Engpässe und der daraus abgeleiteten Maßnahmen in den Referenznetzen wurde der erforderliche Netzausbau der Niederspannungskabel auf das gesamte Netzgebiet hochgerechnet.

Im Rahmen der Netzausbauplanung für die Niederspannungsebene bis zum Jahr 2045 wurden insgesamt rund 1.350 km Leitungen für einen Neubau oder eine Erneuerung mit gleichzeitiger Erhöhung der Übertragungskapazität identifiziert. Die hierfür erforderlichen Investitionen werden auf rund 810 Mio. € geschätzt.

In Tabelle 8 sind die netzdimensionierenden Ausbaumaßnahmen in der Mittelspannungs- und Niederspannungsebene sowie in der Umspannebene MS/NS bis zum Jahr 2045 zusammengefasst. Weiterführende Informationen können dem auf VNBdigital veröffentlichten *Maßnahmenplan* entnommen werden. Dieser enthält für die in diesem Abschnitt betrachteten Netzebenen eine Auflistung der aus Sicht der Netzplanung im Zeithorizont T+5 erforderlichen Einzelmaßnahmen. Aufgrund der hohen Anzahl an erforderlichen Einzelmaßnahmen in der Mittelspannungs- und Niederspannungsebene sowie in der

[1] Wintzek, Shawki, Monscheidt, Gemsjäger, Slupinski, Zdrallek (2021). Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze

[2] WÖRNER et al. Analysis and prediction of electromobility and energy supply by the example of Stuttgart. World Electric Vehicle Journal, 2021, 12. Jg., Nr. 2, S. 78.

Umspannebene MS/NS werden im *Maßnahmenplan* jedoch nicht sämtliche Einzelmaßnahmen ausgewiesen. Stattdessen erfolgt die Abbildung eines Teils der Maßnahmen über aggregierte Sammler. Ergänzend können dem dort veröffentlichten *Datenblatt* die aggregierten Ausbaubedarfe, aufgeschlüsselt nach den Projektkategorien Neubau, Ersatzneubau mit Erhöhung der Übertragungskapazität sowie 1:1-Ersatz, entnommen werden.

Tabelle 8: Ausbauplanung Mittel- bis Niederspannung. Neubau, Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Netzoptimierung und -verstärkung.

Netzdimensionierende Ausbauplanung Mittel- bis Niederspannung

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 5: MS-Leitungen	142 km	88 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	158 Stationen	20 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	273 km	164 Mio. €
2031 bis 2035 (T+10)	NE 5: MS-Leitungen	216 km	136 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	61 Stationen	5 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	266 km	160 Mio. €
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 5: MS-Leitungen	586 km	352 Mio. €
	NE 6: MS/NS UW	248 Stationen	19 Mio. €
	NE 7: NS-Leitungen	808 km	485 Mio. €

3.3 Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen

Energieeffizienzmaßnahmen sind grundsätzlich bereits in den Lastprognosen der Regionalszenarien berücksichtigt. Hierbei wird bis zum Jahr 2045 ein Rückgang der konventionellen Last um rund 10 % prognostiziert. Die erwarteten Verbrauchssteigerungen infolge der Elektrifizierung der Wärmeversorgung, der Elektromobilität, der Substitution fossiler Energieträger durch strombasierte Anwendungen in der Industrie sowie des Ausbaus von Rechenzentren und Batteriespeichern überkompensieren diesen Effekt jedoch deutlich. Energieeffizienzmaßnahmen werden daher nicht gesondert ausgewiesen, sondern sind implizit über die zugrunde liegenden Prognosen berücksichtigt.

Zur Bewältigung temporärer Netzengpässe stehen neben klassischen Netzausbaumaßnahmen künftig zunehmend auch Flexibilitätsinstrumente zur Verfügung. Hierzu zählen insbesondere die netzorientierte Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14a EnWG sowie FCA. Diese Maßnahmen können dazu beitragen, die Aufnahme neuer Lasten auch in Netzbereichen mit begrenzten Kapazitätsreserven zu ermöglichen und den Zeitraum bis zur Umsetzung erforderlicher Netzausbaumaßnahmen zu überbrücken.

Ungeachtet solcher temporären Flexibilitätsmaßnahmen basiert die Netzausbauplanung von Stuttgart Netze auf dem Ziel einer dauerhaft leistungsfähigen und bedarfsgerechten Netzstruktur. Den Zielnetzen werden daher grundsätzlich Netzstrukturen zugrunde gelegt, die langfristig ohne den dauerhaften Einsatz von Nachfragesteuerungs- oder Flexibilitätsmaßnahmen auskommen.

3.4 Herausforderungen des Netzausbaus

Im Fokus der hier betrachteten Herausforderungen des Netzausbaus steht die Umsetzung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen von Stuttgart Netze. Das Stuttgarter Stromnetz weist eine überwiegend urbane Netzstruktur auf. Insbesondere in dicht bebauten Gebieten, beispielsweise in den inneren Stadtbezirken, entstehen Nutzungskonflikte hinsichtlich der verfügbaren Flächen. Geeignete Trassen für neue Leitungen sowie Grundstücke für neue Umspannwerke oder Netzstationen sind häufig nur eingeschränkt verfügbar oder gar nicht vorhanden. Dies kann die Umsetzung der für die Energiewende erforderlichen Netzausbaumaßnahmen erheblich erschweren. Neben den begrenzten Platzverhältnissen im urbanen Raum stellen naturschutzrechtliche Anforderungen, insbesondere in den äußeren Stadtgebieten, eine zusätzliche Herausforderung dar. Diese können Umfang und Dauer von Genehmigungs- und Realisierungsprozessen beeinflussen.

Eine weitere wesentliche Herausforderung ist die Verfügbarkeit der für den Netzausbau erforderlichen Ressourcen. Dies betrifft sowohl materielle Ressourcen, beispielsweise infolge von Marktengpässen bei bestimmten Betriebsmitteln wie Stadtkabeln, als auch personelle Ressourcen bei Netzbetreibern, Tiefbauunternehmen und Genehmigungsbehörden. Darüber hinaus beeinflussen die verfügbaren finanziellen Mittel bzw. Investitionsbudgets die zeitliche Priorisierung und Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen.

Ein weiterer bedeutender Aspekt ist die Unsicherheit langfristiger Prognosen. Die zugrunde liegenden Last- und Erzeugungsprognosen basieren auf Annahmen und Vereinfachungen, deren tatsächliche Entwicklung von den prognostizierten Werten abweichen kann. Dadurch können sich die zukünftigen Belastungen einzelner Netzbereiche und Umspannwerke anders entwickeln als derzeit angenommen. Dies kann sowohl die konkrete Ausgestaltung einzelner Maßnahmen als auch deren zeitliche Priorisierung beeinflussen.

Insbesondere die Ansiedlung oder Erweiterung leistungsstarker Einzelkunden beziehungsweise großer Punktlasten, beispielsweise durch Rechenzentren, stromintensive Industrieanwendungen oder andere

Großverbraucher, kann zu einer von den aktuellen Prognosen abweichenden Netzentwicklung führen. Hierdurch können zusätzliche Netzausbaumaßnahmen erforderlich werden oder bestehende Maßnahmen zeitlich vorgezogen, angepasst oder in ihrem Umfang erweitert werden. Die aktuell vorliegenden Zielnetzplanungen stellen daher den gegenwärtigen Planungsstand auf Basis der verfügbaren Prognosen dar und werden im Rahmen zukünftiger Planungszyklen fortlaufend überprüft und fortgeschrieben.

4. Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf

In Tabelle 9 sind die nicht netzdimensionierenden Ausbaumaßnahmen (reiner 1:1-Ersatz, Rückbau, Altlastentsorgung) aggregiert für alle durch Stuttgart Netze betriebenen Spannungsebenen für die Zeiträume T+5, T+10 sowie bis zum Zieljahr 2045 zusammengefasst. Die hierfür angesetzten Kosten belaufen sich auf insgesamt etwa 230 Mio. €. Weiterführende Informationen bezüglich der entsprechenden Einzelmaßnahmen können dem auf VNBdigital veröffentlichten *Maßnahmenplan* entnommen werden. Aufgrund der hohen Anzahl an erforderlichen Einzelmaßnahmen in der Mittelspannungs- und Niederspannungsebene sowie in der Umspannebene MS/NS werden im *Maßnahmenplan* jedoch nicht sämtliche Einzelmaßnahmen ausgewiesen. Stattdessen erfolgt die Abbildung eines Teils der Maßnahmen über Sammler. Ergänzend können dem dort veröffentlichten *Datenblatt* die aggregierten Ausbaubedarfe, aufgeschlüsselt nach den Projektkategorien Neubau, Ersatzneubau mit Erhöhung der Übertragungskapazität sowie 1:1-Ersatz, entnommen werden.

Tabelle 9: Nicht netzdimensionierende Ausbauplanung (Reiner Ersatz / Rückbau / Altlastentsorgung) aggregiert für alle Spannungsebenen für die Zeiträume T+5, T+10 sowie bis zum Jahr 2045.

Nicht netzdimensionierende Ausbauplanung

Zeitraum	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	107 Mio. €
2031 bis 2035 (T+10)	45 Mio. €
2036 bis 2045 (Zielnetz)	79 Mio. €

5. Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen

Die hier durchgeführte Bedarfsermittlung an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen beinhaltet nur den marktlich zu beschaffenden Blindleistungsbedarf sowie den Einsatz netzdienlicher Flexibilität.

5.1 Blindleistungsbedarf

Das Stromnetz von Stuttgart Netze ist überwiegend als Kabelnetz ausgeführt. Dadurch weisen die Betriebsmittel im Netz insbesondere bei geringer Netzauslastung aggregiert einen ausgeprägten kapazitiven

Blindleistungsbedarf auf. Aufgrund des fortschreitenden Ausbaus des Kabelnetzes sowie der zunehmenden Anzahl leistungselektronisch angebundener Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen wird derzeit von einer weiteren Zunahme der kapazitiven Blindleistung ausgegangen.

Eine belastbare quantitative Abschätzung der zukünftigen Blindleistungsentwicklung ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt jedoch nur eingeschränkt möglich. Zusätzlich zu den Unsicherheiten der zugrunde liegenden Wirkleistungsprognosen bestehen weitere Prognoseunsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Blindleistungsbedarfe. Diese resultieren insbesondere aus den Blindleistungsregelverfahren von Erzeugungsanlagen sowie dem Blindleistungsverhalten leistungselektronisch angebundener Verbrauchseinrichtungen. Darüber hinaus können sowohl das Betriebsverhalten im regulären Betrieb als auch das Verhalten im Standby-Betrieb die zukünftige Entwicklung der Blindleistung beeinflussen. Daraus resultieren zusätzliche Unsicherheiten, die über die reine Prognose der Wirkleistungsentwicklung hinausgehen.

Die Blindleistungsbereitstellung erfolgt derzeit überwiegend über den Austausch mit dem vorgelagerten Netz. Aktuell wird davon ausgegangen, dass die zur Netzführung erforderliche Blindleistung entweder durch den vorgelagerten Netzbetreiber bereitgestellt oder durch von Stuttgart Netze nutzbare Blindleistungspotenziale von Erzeugungsanlagen kompensiert werden kann. Vor diesem Hintergrund wird der marktlich zu beschaffende Blindleistungsbedarf von Stuttgart Netze derzeit mit null angesetzt. Diese Annahme ist fortlaufend zu überprüfen und bei Bedarf anzupassen.

5.2 Pilotprojekte zum Einsatz netzdienlicher Flexibilität

Stuttgart Netze hat an keinen Pilotprojekten zum Einsatz netzdienlicher Flexibilität teilgenommen.

6. Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG

Um den erforderlichen Netzausbau zu begrenzen, können Netzbetreiber seit 2016 nach § 11 Absatz 2 EnWG im Rahmen ihrer Netzplanung die Annahme zugrunde legen, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung unmittelbar angeschlossener Windenergie- und Photovoltaikanlagen um bis zu 3 % reduziert werden darf. Stuttgart Netze macht von diesem Instrument aufgrund des vorwiegend lastgeprägten Netzgebiets keinen Gebrauch.

7. Stellungnahmen

Vom 2. November 2026 bis zum 30. November 2026 besteht auf www.vnbdigital.de die Möglichkeit, eine Stellungnahme zum vorliegenden Netzausbauplan einzureichen. Wir behalten uns das Recht vor, sachfremde oder unangemessene Stellungnahmen nicht zu veröffentlichen.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Netzkarte der geplanten Maßnahmen in der Hochspannungsebene im Zeithorizont T+10 bis zum Jahr 2035. Darüber hinaus sind aktuelle und prognostizierte Engpassregionen ausgewiesen. Die angegebenen Zahlen entsprechen der laufenden Nummer der Maßnahme im Maßnahmenplan. 7
Abbildung 2: Netzkarte der geplanten Maßnahmen in der Umspannebene HS/MS und der Mittelspannungsebene im Zeithorizont T+5 bis zum Jahr 2030. Linienobjekte kennzeichnen Leitungsmaßnahmen und Punktobjekte Maßnahmen in der Umspannebene HS/MS oder an Schaltwerken innerhalb der Mittelspannungsebene. 8

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Gemäß dem Regionalszenario 2025 auf das Versorgungsgebiet von Stuttgart Netze entfallene Leistung. 11
Tabelle 2: Aktuelle Versorgungsaufgabe. Aufteilung der Bestandswerte aus dem Regionalszenario 2025 auf die Netzebenen. Alle Angaben in MW. 13
Tabelle 3: Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025. Unterteilt in Bezugs- und Einspeiseleistung je Netzebene. 14
Tabelle 4: Voraussichtliche Versorgungsaufgabe für das Jahr 2030 (T+5). Unterteilt in Bezugs- und Einspeiseleistung je Netzebene. 15
Tabelle 5: Voraussichtliche Versorgungsaufgabe für das Jahr 2035 (T+10). Unterteilt in Bezugs- und Einspeiseleistung je Netzebene. 16
Tabelle 6: Voraussichtliche Versorgungsaufgabe für das Jahr 2045. Unterteilt in Bezugs- und Einspeiseleistung je Netzebene. 17
Tabelle 7: Ausbauplanung Hochspannung. Neubau, Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Netzoptimierung und -verstärkung. 19
Tabelle 8: Ausbauplanung Mittel- bis Niederspannung. Neubau, Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Netzoptimierung und -verstärkung. 21
Tabelle 9: Nicht netzdimensionierende Ausbauplanung (Reiner Ersatz / Rückbau / Altlastentsorgung) aggregiert für alle Spannungsebenen für die Zeiträume T+5, T+10 sowie bis zum Jahr 2045. 24