FairNetz

NETZAUSBAUPLAN 2026

der FairNetz GmbH

Stand 30.10.2026



IMPRESSUM:
FairNetz GmbH
Netzentwicklung und Assetmanagement
Mona Keller
Hauffstraße 89
72762 Reutlingen
www.fairnetzgmbh.de

© FairNetz GmbH

GUT VERNETZT. SICHER VERSORGT.

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“, FairNetz GmbH, Reutlingen (Stand: 30.10.2026), veröffentlicht auf VNBdigital.de, lizenziert unter CC BY-ND 4.0.

Inhaltsverzeichnis

I Abbildungsverzeichnis I

II Tabellenverzeichnis II

III Abkürzungsverzeichnis III

1. Einleitung 1

1.1 Allgemeine Struktur des NAP 1

1.2 Gesetzlicher Rahmen 2

1.3 Beschreibung der aktuellen Versorgungsaufgabe 3

1.4 Netzkarten 3

1.4.1 Teilnetzgebiet 1 - Netzkarten der Netzebenen Hochspannung, Hoch- auf Mittelspannung bis Mittelspannung (T+5) 4

1.4.2 Teilnetzgebiet 2 - Netzkarten der Netzebenen Hochspannung, Hoch- auf Mittelspannung bis Mittelspannung (T+5) 6

1.4.3 Teilnetzgebiet 3 - Netzkarten der Netzebenen Hochspannung, Hoch- auf Mittelspannung bis Mittelspannung (T+5) 7

1.4.4 Teilnetzgebiet 4 - Netzkarten der Netzebenen Hochspannung, Hoch- auf Mittelspannung bis Mittelspannung (T+5) 8

2. Planungsgrundlagen 9

2.1 Regionalszenario 2025 der Planungsregion SÜDWEST 9

2.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe 11

2.2.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025 11

2.2.2 Versorgungsaufgabe Teilnetzgebiet 1 13

2.2.3 Versorgungsaufgabe Teilnetzgebiet 2 14

2.2.4 Versorgungsaufgabe Teilnetzgebiet 3 16

2.2.5 Versorgungsaufgabe Teilnetzgebiet 4 17

2.3 Haupttreiber 18

2.3.1 Konventionelle Last 18

2.3.2 Wärmepumpen für dezentrale Wärmelösungen 20

2.3.3 Elektromobilität 21
2.3.4 Elektrolyseure 21
2.3.5 Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen (Großwärmepumpen) 22
2.3.6 Photovoltaik Freifläche 22
2.3.7 Photovoltaik auf oder an Gebäuden 23
2.3.8 Windenergie 23
2.3.9 Kleinbatteriespeicher 24
2.3.10 Großbatteriespeicher 24
2.3.11 Stand-alone Rechenzentren 24
2.3.12 Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen 24
3. Methodik zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs 26
3.1 Zielnetzplanung des Niederspannungsnetzes und der Umspannebene HS/MS 26
3.2 Zielnetzplanung der MS-, MS/NS- und NS-Ebene 27
4. Netzausbauplanung 30
4.1 Hochspannung und Hoch- auf Mittelspannung 30
4.1.1 Teilnetzgebiet 1 32
4.1.2 Teilnetzgebiet 2 36
4.1.3 Teilnetzgebiet 3 36
4.1.4 Teilnetzgebiet 4 37
4.2 Mittel- bis Niederspannung 37
5. Nicht netzdimensionierender Austauschbedarf 40
6. Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen 42
6.1 Bedarf an Systemdienstleistungen 42
6.2 Flexibilitätsdienstleistungen 42
6.3 Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG 44
7. Einordnung des Netzausbauplans 45
7.1 Vergleich der Ergebnisse zum NAP24 45
7.2 Einordnung der Verzögerungen im Netzausbau 47
7.3 Ausblick 48
8. Stellungnahmen 51
Literaturverzeichnis 52

I Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Teilnetzgebiet 1 - Netzkarten der Netzebenen Hochspannung, Hoch- auf Mittelspannung bis Mittelspannung (T+5) 5
Abbildung 2: Teilnetzgebiet 2 - Netzkarten der Netzebenen Hochspannung, Hoch- auf Mittelspannung bis Mittelspannung (T+5) 6
Abbildung 3: Teilnetzgebiet 3 - Netzkarten der Netzebenen Hochspannung, Hoch- auf Mittelspannung bis Mittelspannung (T+5) 7
Abbildung 4: Teilnetzgebiet 4 - Netzkarten der Netzebenen Hochspannung, Hoch- auf Mittelspannung bis Mittelspannung (T+5) 8
Abbildung 5: Vorgehen zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs auf Umspannwerkebene HS/MS 26
Abbildung 6: Vorgehen zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs auf MS-, MS/NS- und NS-Ebene 27
Abbildung 7: Flexibilitätsnutzung zur höher Auslastung von Netzen 43
Abbildung 8: Vergleich des Investitionsbedarfs nach NAP26 mit NAP24 45

II Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Regionalszenario 2025 der Planungsregion SÜDWEST - Auf das Versorgungsgebiet der FairNetz GmbH entfallende Leistung 10
Tabelle 2: Aktuelle Versorgungsaufgabe 12
Tabelle 3: Teilnetzgebiet 1 - Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2030 (T+5) 13
Tabelle 4: Teilnetzgebiet 1 - Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2035 (T+10) 13
Tabelle 5: Teilnetzgebiet 1 - Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2045 .. 14
Tabelle 6: Teilnetzgebiet 2 - Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2030 (T+5) 14
Tabelle 7: Teilnetzgebiet 2 - Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2035 (T+10) 15
Tabelle 8: Teilnetzgebiet 2 - Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2045 .. 15
Tabelle 9: Teilnetzgebiet 3 - Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2030 (T+5) 16
Tabelle 10: Teilnetzgebiet 3 - Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2035 (T+10) 16
Tabelle 11: Teilnetzgebiet 3 - Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2045 .. 17
Tabelle 12: Teilnetzgebiet 4 - Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2030 (T+5) 17
Tabelle 13: Teilnetzgebiet 4 - Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2035 (T+10) 18
Tabelle 14: Teilnetzgebiet 4 - Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2045 .. 18
Tabelle 15: Netzdimensionierende Ausbauplanung Hochspannung 31
Tabelle 16: Netzdimensionierende Ausbauplanung Mittel- bis Niederspannung ... 38
Tabelle 17: Nicht netzdimensionierender Austauschbedarf – Teilnetzgebiet 1 40
Tabelle 18: Nicht netzdimensionierender Austauschbedarf – Teilnetzgebiet 2 40
Tabelle 19: Nicht netzdimensionierender Austauschbedarf – Teilnetzgebiet 3 41
Tabelle 20: Nicht netzdimensionierender Austauschbedarf – Teilnetzgebiet 4 41

III Abkürzungsverzeichnis

BDEW - BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BNetzA - Bundesnetzagentur
EE - Erneuerbare Enegerien
EnWG - Energiewirtschaftsgesetz
E-LKW - Elektro-Lastkraftwagen
E-PKW - Elektro-Personenkraftwagen
GHD-Sektor - Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor
HöS - Höchstspannung
HöS/HS - Umspannebene Höchstspannung/Hochspannung
HS - Hochspannung
HS/MS - Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung
MS - Mittelspannung
MS/NS- Umspannebene Mittelspannung/Niederspannung
NAP - Netzausbauplan
NE - Netzebene
NEP - Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber
NNB - Nachgelagerter Netzbetreiber
NS - Niederspannung
NVNB - Nachgelagerter Verteilnetzbetreiber
ONS - Ortsnetzstation (Netzebene 6)
PKW - Personenkraftwagen
PR - Planungsregion
PV - Photovoltaik
RZ - Regionalszenario
ÜNB - Übertragungsnetzbetreiber
UW - Umspannwerk (Netzebene 2 oder 4)
VNB - Verteilnetzbetreiber
VVNB - Vorgelagerter Verteilnetzbetreiber

1. Einleitung

Die Klimaziele der Bundesregierung, bis 2045 die Klimaneutralität in Deutschland zu erzielen sowie der Beschluss des Landes Baden-Württemberg, bis 2040 die Klimaneutralität zu erreichen, stellt eine große Änderung der künftigen technischen Anforderungen im Verteilnetz dar.

Als spartenübergreifender Netzbetreiber steht die FairNetz GmbH vor der Herausforderung, zu jedem Zeitpunkt die Energie-, Mobilitäts- und Wärmewende zu meistern. Durch die Energiewende wird hierbei die Kraftwerksstrategie von Großkraftwerken hin zu einer Vielzahl von dezentralen erneuerbaren Einspeiseanlagen beschrieben. Die Mobilitätswende bringt eine hohe Anzahl an leistungsstarken Ladesäulen an der Nieder- und Mittelspannung mit sich. Im Zuge der Wärmewende werden zur regenerativen Wärmeversorgung sowohl dezentrale Wärmepumpen als auch Großwärmepumpen o. Ä. in die Verteilnetze integriert. Diese notwendigen Entwicklungen wirken sich stark auf das Verteilnetz – also die unteren Spannungsebenen – aus, da die hierfür benötigten Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen an dieses angeschlossen werden.
Sichere Netze, die für die neuen Anforderungen gewappnet sind, stellen hierbei die Grundlage für eine funktionierende Transformation dar.

Klar zu erkennen ist, dass die Energiewende in einem immer kürzeren Zeitraum umgesetzt werden soll. Dies stellt die FairNetz GmbH als Verteilnetzbetreiber vor die Herausforderung, die Netze schneller auf diesen Wandel vorzubereiten.

Der hier vorliegende Netzausbauplan 2026 (NAP 2026) beschreibt auf Basis der zu Grunde liegenden Prognosen des Hochlaufes künftiger Verbrauchs- und Erzeugungsstrukturen den Netzausbaubedarf für das durch die FairNetz GmbH betriebene Netzgebiet. Hierdurch wird ein langfristig strategischer Netzausbau gewährleistet.

1.1 Allgemeine Struktur des NAP

Die Struktur des NAP 2026 baut auf den neuen gesetzlichen Anforderungen sowie den direkten Vorgaben der Bundesnetzagentur auf.

In Kapitel 1 wird der gesetzliche Rahmen und die Einhaltung dessen bei der Erstellung des NAP 2026 aufgewiesen. Ebenfalls werden neben der Versorgungsaufgabe der FairNetz GmbH auch deren Teilnetzgebiete beschrieben. Die resultierenden Netzkarten, welche den Ausbaubedarf grafisch aufzeigen, sind dem Kapitel 1.4 zu entnehmen.

In Kapitel 2 wird die Ermittlung der Prognosen zu den netzausbaurelevanten Kennzahlen erläutert. Hier werden die Haupttreiber des Netzausbaubedarfes im Versorgungsgebiet der FairNetz GmbH aufgeführt.

Kapitel 3 weist die Methodiken und netzplanerischen Ansätze auf, welche in der Netzberechnung zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs angewandt werden.

Kapitel 4 bildet die ermittelten Ergebnisse des NAP 2026 mit den Netzausbaumaßnahmen unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten ab.

Der nicht netzdimensionierende Austauschbedarf, also der Bedarf zur altersbedingten Ertüchtigung des Bestandsnetzes, wird in Kapitel 5 ausgewiesen.

In Kapitel 6 wird auf den Bedarf nach Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen eingegangen. Im Anschluss wird die Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG erläutert sowie deren Anwendung durch die FairNetz GmbH.

Eine Einordnung der Ergebnisse des Netzausbauplans inklusive eines Vergleiches zum Netzausbauplan 2024 sowie ein Ausblick werden in Kapitel 7 beschrieben.

Das Vorgehen zu den möglichen Stellungnahmen wird in Kapitel 8 dargelegt.

1.2 Gesetzlicher Rahmen

Stromverteilnetzbetreiber mit über 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden sind, gemäß § 14d EnWG (Stand: 15. Februar 2024), zur Erstellung eines Netzausbauplans verpflichtet. Jeder betroffene Netzbetreiber veröffentlicht alle zwei Jahre einen Netzausbauplan für sein Netzgebiet. Zur Bestimmung der Netzausbauplanung kommen die Stromverteilnetzbetreiber in sechs Planungsregionen zusammen und veröffentlichen für jede Planungsregion alle zwei Jahre ein Regionalszenario auf VNBdigital. Die Prognosen zu Erzeugung und Verbrauch im Regionalszenario bilden die gemeinsame Grundlage für die Netzausbaupläne der einzelnen Netzbetreiber.
Im Netzausbauplan beschreibt der Netzbetreiber die konkreten Vorhaben, mit denen er in den nächsten fünf und zehn Jahren sein Netz optimieren, verstärken oder ausbauen möchte. Ausgangspunkt sind Übersichtsdarstellungen des bestehenden Hoch- und Mittelspannungsnetzes. Der Netzbetreiber beschreibt auch die wahrscheinlichen Anforderungen an sein Netz bis zum Jahr 2045, dem gesetzlichen Zieljahr der Klimaneutralität Deutschlands.

Dieser Netzausbauplan (NAP 2026) der FairNetz GmbH basiert auf dem Regionalszenario 2025 der Planungsregion SÜDWEST. Die für die FairNetz GmbH genutzten Prognosen im Regionalszenario orientieren sich wiederum am Szenario B des Netzentwicklungsplanes 2025 der Übertragungsnetzbetreiber.

1.3 Beschreibung der aktuellen Versorgungsaufgabe

Das durch die FairNetz GmbH betriebene Stromnetz erstreckt sich über die Stadtgebiete von Reutlingen und Bad Urach sowie über die umliegenden Gemeinden von Gomaringen bis Neckartenzlingen. Insgesamt umfasst das Versorgungsgebiet alle Spannungsebenen von der NS über die MS bis zur HS und den Umspannebenen MS/NS und HS/MS. Das 110-kV-Netz hat eine Länge von 8 km und stellt eine Verbindung zwischen zwei durch die FairNetz GmbH betriebenen Umspannwerken dar. Insgesamt betreibt die FairNetz GmbH fünf 110/10-kV-Umspannwerke und ein 30/10-kV-Umspannwerk. Des Weiteren wird ein Teil des Netzes über Anschlüsse aus den Umspannwerken oder dem MS-Netz der Netze BW GmbH versorgt. Das MS-Netz, mit einer Spannung von 30, 20 und 10 kV erstreckt sich auf eine Länge von 960 km. An das MS-Netz sind 1.309 Umspannstationen angeschlossen, welche sich in Ortsnetz- und Kundenstationen unterteilen. Das NS-Netz weist eine Länge von 2.623 km, inklusive der Hausanschlussleitungen, auf.

Das Netzgebiet der FairNetz GmbH ist in vier Teilnetzgebiete unterteilt, für welche aus technischen Gesichtspunkten jeweils die gleichen Versorgungsaufgaben deklariert werden können. Die vier Teilnetzgebiete sind nicht durch ein Netz, welches durch die FairNetz GmbH betrieben wird, elektrisch miteinander verbunden. Alle Teilnetzgebiete liegen in Baden-Württemberg und sind der Planungsregion SÜDWEST zuzuordnen.

Die einzelnen Teilnetzgebiete werden direkt im folgenden Kapitel 1.4 Netzkarten beschrieben.

1.4 Netzkarten

Im Folgenden finden sich die Netzkarten für das Betrachtungsjahr t+5 je Teilnetzgebiet. Hierbei wird die Spannungsebene HS über HS/MS mit MS abgebildet. Neben den bereits umgesetzten Maßnahmen und den konkret geplanten Maßnahmen, werden ebenfalls die vorgesehenen Maßnahmen, welche nach dem beschriebenen Vorgehen für das NAP-Szenario 2026 als erforderlich ermittelt werden, aufgewiesen. Die Leitungen sind hierbei schematisch dargestellt. Der genaue Leitungsverlauf der berechneten Leitungen ergibt sich erst nach einer konkreten Umsetzungsplanung und spiegelt in der Karte lediglich eine erste Option wider. Alle Maßnahmen können dem Maßnahmenplan entnommen werden.

Als Engpassregion wird im Allgemeinen eine Region definiert, für welche die technischen Grenzen im auslegungsrelevanten Fall ausgeschöpft sind, sodass entweder netzseitige Eingriffe notwendig werden oder keine weiteren Netznutzer angeschlossen bzw. Netzkapazität vergeben werden kann.

Eine Engpassregion kann demnach auf Basis eines im Einspeisefall oder Lastfall vorliegenden Engpasses entstehen. Liegt ein Engpass an der Netzübergabe zum

vorgelagerten Netzbetreiber vor, wird das gesamte nachgelagerte Netz als Engpass deklariert.

Ein Netzgebiet gilt auch dann als Engpassregion, wenn Anlagen, deren Anschlussleistung nach dem Punkteverfahren vergeben wird, bis zum erfolgreichen Netzausbau lediglich über einen variablen Netzanschlussvertrag angeschlossen werden können.

Im Einspeisefall wird eine Engpassregion als Gebiet definiert, in welchem bis zum erfolgreichen Netzausbau Einspeiseanlagen lediglich unter Anwendung einer Nulleinspeisung an das Netz angeschlossen werden können.

Erfüllt das Netzgebiet eine der beiden Engpasskriterien, wird dieses in der Karte als Engpassregion ausgewiesen.

Einzelne Ortsnetze mit Engpässen werden nicht als Engpassregionen ausgewiesen. Als Engpassregionen gelten ausschließlich zusammenhängende, flächendeckende Gebiete, die aufgrund von Engpässen an Umspannwerken (HS/MS) oder an Übergabepunkten in der Mittelspannung (MS) betroffen sind.

1.4.1 Teilnetzgebiet 1 - Netzkarten der Netzebenen Hochspannung, Hoch- auf Mittelspannung bis Mittelspannung (T+5)

Das erste Teilnetzgebiet umfasst das Netzgebiet der Stadt Reutlingen, inklusive aller umliegenden Gemeinden. Das Gebiet wird durch unterschiedliche Umspannwerke und Abgängen aus, durch die Netze BW GmbH betriebenen, Umspannwerken oder aus Übergaben im Mittelspannungsnetz der Netze BW GmbH gespeist. Für den künftigen Netzausbau wird die Versorgungsaufgabe dieser Region gemeinsam betrachtet. Dies kann beispielsweise durch die Errichtung eines neuen Umspannwerkes, welches einen Teil der Versorgungsaufgaben zweier aktuell bestehender Umspannwerke übernimmt, begründet werden. Hier kann also von einer bedarfsorientierten Last-/ Erzeugungsverschiebung innerhalb dieses Teilnetzgebietes ausgegangen werden. Das Teilnetzgebiet kann als überwiegend städtisch kategorisiert werden.

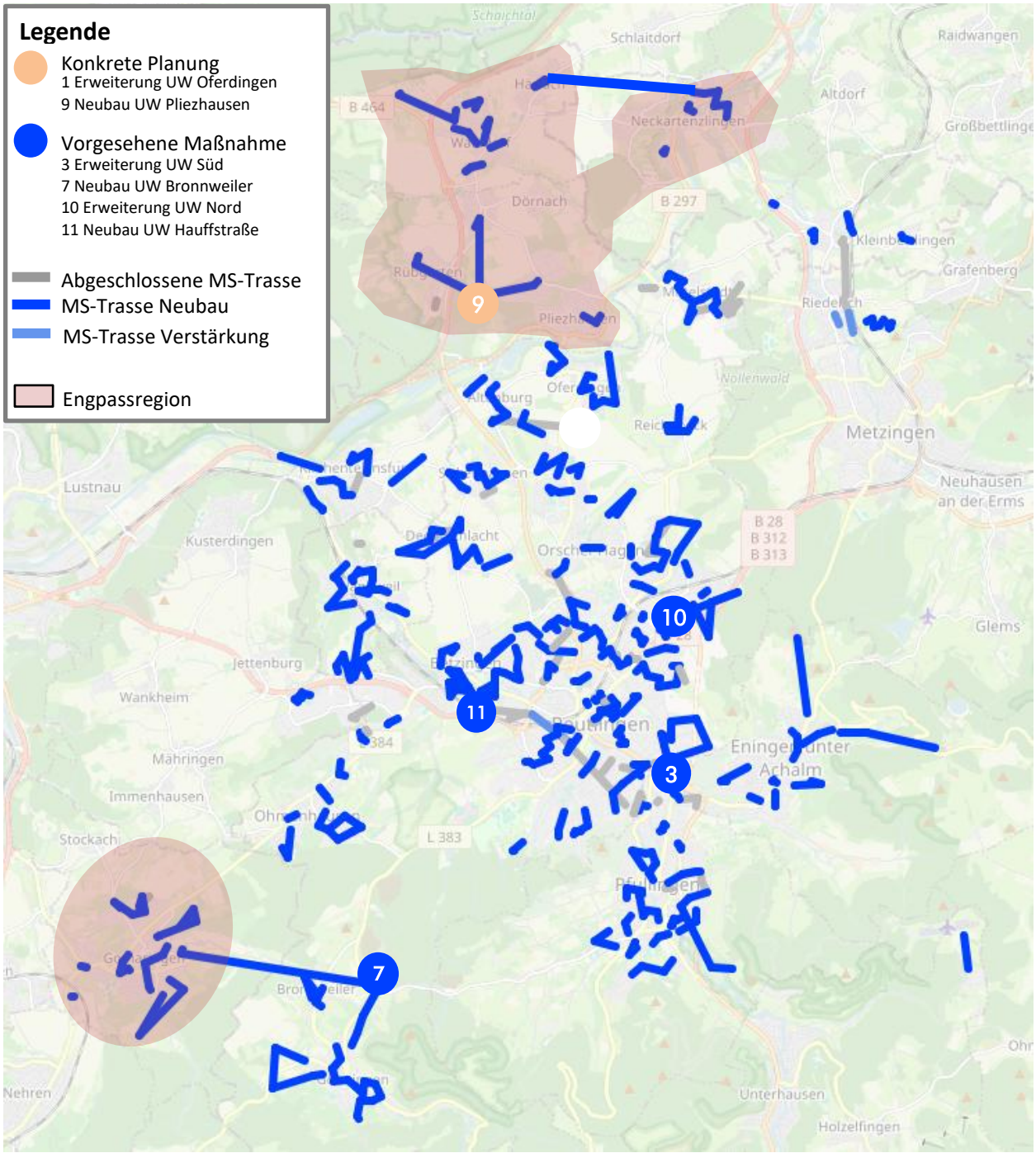


Abbildung 1: Teilnetzgebiet 1 - Netzkarten der Netzebenen Hochspannung, Hoch- auf Mittelspannung bis Mittelspannung (T+5)

1.4.2 Teilnetzgebiet 2 - Netzkarten der Netzebenen Hochspannung, Hoch- auf Mittelspannung bis Mittelspannung (T+5)

Das bestehende Versorgungsgebiet der Gemeinde Wolfschlugen wird als zweites Teilnetzgebiet abgegrenzt. Das Gebiet wird aus drei Übergabepunkten im Mittelspannungsnetz der Netze BW GmbH versorgt. Es ist elektrisch nicht über ein weiteres, im Betrieb der FairNetz GmbH befindliches, Netz mit den anderen Teilnetzgebieten verbunden. Das Teilnetzgebiet kann als überwiegend ländlich kategorisiert werden.

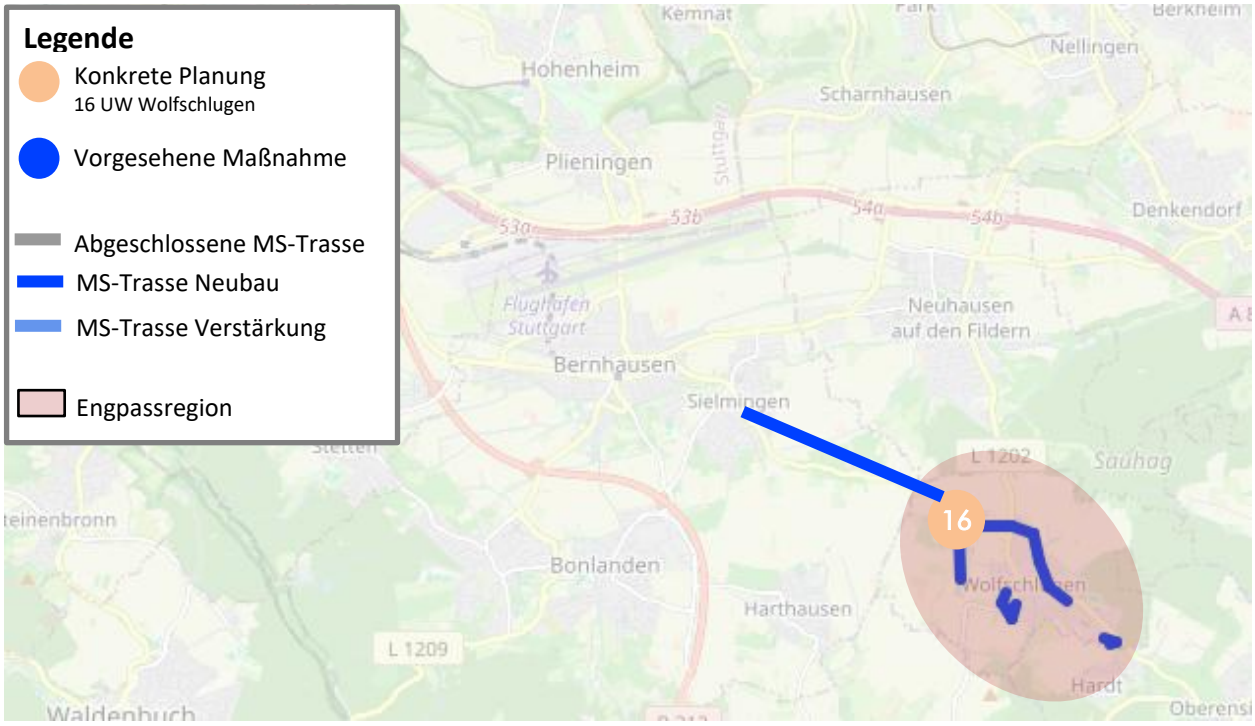


Abbildung 2: Teilnetzgebiet 2 - Netzkarten der Netzebenen Hochspannung, Hoch- auf Mittelspannung bis Mittelspannung (T+5)

1.4.3 Teilnetzgebiet 3 - Netzkarten der Netzebenen Hochspannung, Hoch- auf Mittelspannung bis Mittelspannung (T+5)

Das dritte Teilnetzgebiet umfasst das Stadtgebiet Bad Urach. Das bestehende Verteilnetz wird aus dem Umspannwerk Dettingen an der Erms, welches durch die Netze BW GmbH betrieben wird, versorgt. Es ist elektrisch nicht über ein sich im Betrieb der FairNetz GmbH befindliches Netz mit den anderen Teilnetzgebieten verbunden. Das Teilnetzgebiet kann als überwiegend städtisch kategorisiert werden.



Abbildung 3: Teilnetzgebiet 3 - Netzkarten der Netzebenen Hochspannung, Hoch- auf Mittelspannung bis Mittelspannung (T+5)

1.4.4 Teilnetzgebiet 4 - Netzkarten der Netzebenen Hochspannung, Hoch- auf Mittelspannung bis Mittelspannung (T+5)

Das vierte Teilnetzgebiet umfasst das bestehende Verteilnetz, welches die Kommunen Seeburg, Sirchingen, Wittlingen und Hengen versorgt. Das Gebiet wird aus zwei Übergabepunkten aus dem Mittelspannungsnetz sowie einem singulären Anschluss am Umspannwerk Münsingen der Netze BW GmbH versorgt. Es ist elektrisch nicht über ein, im Betrieb der FairNetz GmbH befindliches, Netz mit den anderen Teilnetzgebieten verbunden. Das Teilnetzgebiet 4 kann als ländlich kategorisiert werden und wird mit einer Spannung von 20 kV betrieben.

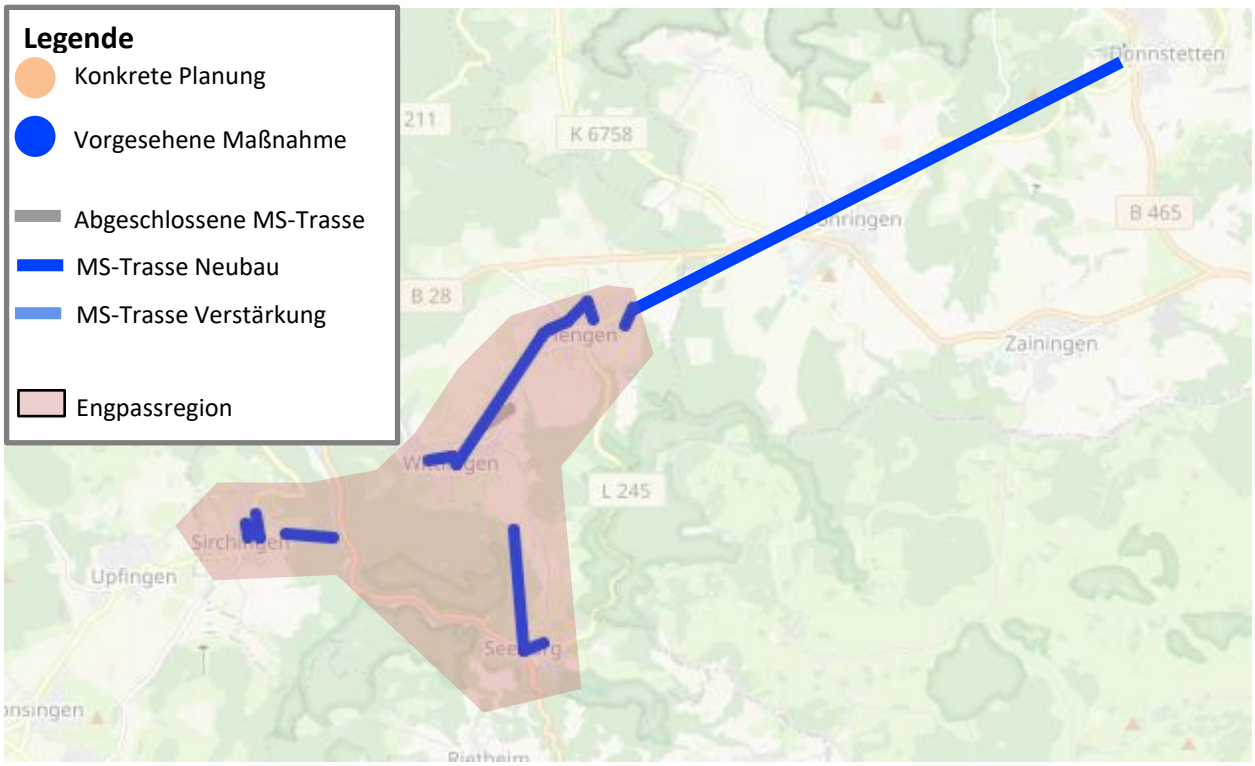


Abbildung 4: Teilnetzgebiet 4 - Netzkarten der Netzebenen Hochspannung, Hoch- auf Mittelspannung bis Mittelspannung (T+5)

2. Planungsgrundlagen

2.1 Regionalszenario 2025 der Planungsregion SÜDWEST

Zur Abstimmung der Netzausbauplanung kommen die Stromverteilnetzbetreiber in sechs Planungsregionen zusammen und veröffentlichen für jede Planungsregion alle zwei Jahre ein Regionalszenario auf VNBdigital. Die Prognosen zu Erzeugung und Verbrauch im Regionalszenario bilden die gemeinsame Grundlage für die Netzausbaupläne der einzelnen Netzbetreiber.
Dieser Netzausbauplan basiert auf dem Regionalszenario der Planungsregion SÜDWEST vom Juni 2025.

Das Regionalszenario der Planungsregion SÜDWEST beruht wiederum auf dem genehmigten Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2025 (NEP 2025) der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Mittels dieser Vorgehensweise kann ein synchroner und über alle Spannungsebenen auf der gleichen Datenbasis fundierender Netzausbau gewährleistet werden.
Die zu Grunde liegenden Überlegungen zur Ermittlung der Kennzahlen im NEP 2025 und Regionalszenario 2025 können den jeweiligen Dokumenten entnommen werden und werden hier nicht weiter ausgeführt.

Tabelle 1 beschreibt die auf das Versorgungsgebiet der FairNetz GmbH entfallenden Daten des Regionalszenarios 2025. Hierbei wird untergliedert - je Technologie - für die heutige Versorgungsaufgabe sowie die Prognose für die Jahre t+5, t+10 und 2045.

	Bestand (2024)	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden in MWp	**127**	**308**	**414**	**530**
Photovoltaik Freifläche in MWp	0	51	102	153
Windenergie an Land in MW	0	28	28	28
Sonstige erneuerbare Erzeugung in MW	11	12	12	10
Konventionelle Kraftwerke in MW	23	21	21	9
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen) in MW	**31**	**197**	**293**	**415**
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen in MW	0	38	52	114
Elektromobilität in MW	70	227	717	1341
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft) in MW	145	225	238	236
Stand-alone Rechenzentren in MW	0	0	0	0
Elektrolyseure in MW	0	8	15	27
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW) in MW	**28**	**92**	**140**	**199**
Großbatteriespeicher (ab 1 MW) in MW	0	24	31	34
Pumpspeicher in MW	0	0	0	0
Gesamt in MW	435	1.231	2.063	3.096

Tabelle 1: Regionalszenario 2025 der Planungsregion SÜDWEST - Auf das Versorgungsgebiet der FairNetz GmbH entfallende Leistung

2.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe

2.2.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025

Die aktuelle Versorgungsaufgabe der FairNetz GmbH kann der Tabelle 2, welche die Aufteilung der Bestandswerte aus dem Regionalszenario 2025 auf die Netzebenen darstellt, entnommen werden.

	UW HöS/HS	HS	UW HS/MS	MS	UW MS/NS	NS
Photovoltaik auf oder an Gebäuden in MWp	**0**	**0**	**0**	**22,9**	**0,1**	**103,8**
Photovoltaik Freifläche in MWp	0	0	0	**0**	**0**	**0**
Windenergie an Land in MW	0	0	0	**0**	**0**	**0**
Sonstige erneuerbare Erzeugung in MW	0	0	0	**7,7**	**0**	**2,9**
Konventionelle Kraftwerke in MW	0	0	0	**20,3**	**0**	**2,6**
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen) in MW	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**31**
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen in MW	0	0	0	**0**	**0**	**0**
Elektromobilität in MW	0	0	0	**3,8**	**0**	**66,6**
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft) in MW	0	5,8	43,5	**46,4**	**23,2**	**27,6**
Stand-alone Rechenzentren in MW	0	0	0	**0**	**0**	**0**
Elektrolyseure in MW	0	0	0	**0**	**0**	**0**
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW) in MW	**0**	**0**	**0**	**0,1**	**0**	**27,6**
Großbatteriespeicher (ab 1 MW) in MW	0	0	0	0	0	0
Pumpspeicher in MW	0	0	0	0	0	0
Gesamt in MW	0	5,8	43,5	101,2	23,3	262

Tabelle 2: Aktuelle Versorgungsaufgabe

2.2.2 Versorgungsaufgabe Teilnetzgebiet 1

Die Tabellen 3 bis 5 beschreiben die prognostizierte Entwicklung in den nächsten 5 und 10 Jahren sowie für 2045 für das Teilnetzgebiet 1.

Als planungsrelevante Leistung wird die gleichzeitige Leistung bezeichnet, die unter Einhaltung des (n-1)-Kriteriums übertragen werden muss. Diese ist für den Netzausbau die maßgebliche Größe.

	Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2030 (T+5)			
	Planungsrelevante Bezugsleistung durch angeschlossene Verbraucher in MW	Planungsrelevante Bezugsleistung durch eigene und fremde nachgelagerte Netzebenen in MW	Planungsrelevante Einspeiseleistung durch angeschlossene Erzeuger in MW	Planungsrelevante Einspeiseleistung durch eigene und fremde nachgelagerte Netzebenen in MW
HS		47		14
HS / MS		240		204
MS		297	33	200
MS / NS		174	0	168
NS	351		187	

Tabelle 3: Teilnetzgebiet 1 - Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2030 (T+5)

	Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2035 (T+10)			
	Planungsrelevante Bezugsleistung durch angeschlossene Verbraucher in MW	Planungsrelevante Bezugsleistung durch eigene und fremde nachgelagerte Netzebenen in MW	Planungsrelevante Einspeiseleistung durch angeschlossene Erzeuger in MW	Planungsrelevante Einspeiseleistung durch eigene und fremde nachgelagerte Netzebenen in MW
HS		100		36
HS / MS		345		306
MS		443	66	252
MS / NS		297	0	227
NS	521		252	

Tabelle 4: Teilnetzgebiet 1 - Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2035 (T+10)

	Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2045			
	Planungsrelevante Bezugsleistung durch angeschlossene Verbraucher in MW	Planungsrelevante Bezugsleistung durch eigene und fremde nachgelagerte Netzebenen in MW	Planungsrelevante Einspeiseleistung durch angeschlossene Erzeuger in MW	Planungsrelevante Einspeiseleistung durch eigene und fremde nachgelagerte Netzebenen in MW
HS		184		66
HS / MS		568		417
MS		619	98	325
MS / NS		433	0	297
NS	693		329	

Tabelle 5: Teilnetzgebiet 1 - Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2045

2.2.3 Versorgungsaufgabe Teilnetzgebiet 2

Die Tabellen 6 bis 8 beschreiben die prognostizierte Entwicklung in den nächsten 5 und 10 Jahren sowie für 2045 für das Teilnetzgebiet 2.

	Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2030 (T+5)			
	Planungsrelevante Bezugsleistung durch angeschlossene Verbraucher in MW	Planungsrelevante Bezugsleistung durch eigene und fremde nachgelagerte Netzebenen in MW	Planungsrelevante Einspeiseleistung durch angeschlossene Erzeuger in MW	Planungsrelevante Einspeiseleistung durch eigene und fremde nachgelagerte Netzebenen in MW
HS				
HS / MS		6		6
MS		7		7
MS / NS		6	0	5
NS	11		5	

Tabelle 6: Teilnetzgebiet 2 - Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2030 (T+5)

	Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2035 (T+10)			
	Planungsrelevante Bezugsleistung durch angeschlossene Verbraucher in MW	Planungsrelevante Bezugsleistung durch eigene und fremde nachgelagerte Netzebenen in MW	Planungsrelevante Einspeiseleistung durch angeschlossene Erzeuger in MW	Planungsrelevante Einspeiseleistung durch eigene und fremde nachgelagerte Netzebenen in MW
HS				
HS / MS		9		15
MS		10	7	8
MS / NS		9	0	7
NS	17		8	

Tabelle 7: Teilnetzgebiet 2 - Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2035 (T+10)

	Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2045			
	Planungsrelevante Bezugsleistung durch angeschlossene Verbraucher in MW	Planungsrelevante Bezugsleistung durch eigene und fremde nachgelagerte Netzebenen in MW	Planungsrelevante Einspeiseleistung durch angeschlossene Erzeuger in MW	Planungsrelevante Einspeiseleistung durch eigene und fremde nachgelagerte Netzebenen in MW
HS				
HS / MS		15		17
MS		15	7	11
MS / NS		14	0	9
NS	23		10	

Tabelle 8: Teilnetzgebiet 2 - Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2045

2.2.4 Versorgungsaufgabe Teilnetzgebiet 3

Die Tabellen 9 bis 11 beschreiben die prognostizierte Entwicklung in den nächsten 5 und 10 Jahren sowie für 2045 für das Teilnetzgebiet 3.

	Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2030 (T+5)			
	Planungsrelevante Bezugsleistung durch angeschlossene Verbraucher in MW	Planungsrelevante Bezugsleistung durch eigene und fremde nachgelagerte Netzebenen in MW	Planungsrelevante Einspeiseleistung durch angeschlossene Erzeuger in MW	Planungsrelevante Einspeiseleistung durch eigene und fremde nachgelagerte Netzebenen in MW
HS				
HS / MS		19		5
MS		16		5
MS / NS		12		6
NS	23		7	

Tabelle 9: Teilnetzgebiet 3 - Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2030 (T+5)

	Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2035 (T+10)			
	Planungsrelevante Bezugsleistung durch angeschlossene Verbraucher in MW	Planungsrelevante Bezugsleistung durch eigene und fremde nachgelagerte Netzebenen in MW	Planungsrelevante Einspeiseleistung durch angeschlossene Erzeuger in MW	Planungsrelevante Einspeiseleistung durch eigene und fremde nachgelagerte Netzebenen in MW
HS				
HS / MS		24		8
MS		28		10
MS / NS		18		8
NS	31		9	

Tabelle 10: Teilnetzgebiet 3 - Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2035 (T+10)

	Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2045			
	Planungsrelevante Bezugsleistung durch angeschlossene Verbraucher in MW	Planungsrelevante Bezugsleistung durch eigene und fremde nachgelagerte Netzebenen in MW	Planungsrelevante Einspeiseleistung durch angeschlossene Erzeuger in MW	Planungsrelevante Einspeiseleistung durch eigene und fremde nachgelagerte Netzebenen in MW
HS				
HS / MS		33		15
MS		35	4	13
MS / NS		23		11
NS	37		12	

Tabelle 11: Teilnetzgebiet 3 - Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2045

2.2.5 Versorgungsaufgabe Teilnetzgebiet 4

Die Tabellen 12 bis 14 beschreiben die prognostizierte Entwicklung in den nächsten 5 und 10 Jahren sowie für 2045 für das Teilnetzgebiet 4.

	Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2030 (T+5)			
	Planungsrelevante Bezugsleistung durch angeschlossene Verbraucher in MW	Planungsrelevante Bezugsleistung durch eigene und fremde nachgelagerte Netzebenen in MW	Planungsrelevante Einspeiseleistung durch angeschlossene Erzeuger in MW	Planungsrelevante Einspeiseleistung durch eigene und fremde nachgelagerte Netzebenen in MW
HS				
HS / MS		5		12
MS		5	5	6
MS / NS		6		6
NS	12		7	

Tabelle 12: Teilnetzgebiet 4 - Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2030 (T+5)

	Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2035 (T+10)			
	Planungsrelevante Bezugsleistung durch angeschlossene Verbraucher in MW	Planungsrelevante Bezugsleistung durch eigene und fremde nachgelagerte Netzebenen in MW	Planungsrelevante Einspeiseleistung durch angeschlossene Erzeuger in MW	Planungsrelevante Einspeiseleistung durch eigene und fremde nachgelagerte Netzebenen in MW
HS				
HS / MS		7		13
MS		8	5	8
MS / NS		9		8
NS	16		9	

Tabelle 13: Teilnetzgebiet 4 - Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2035 (T+10)

	Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2045			
	Planungsrelevante Bezugsleistung durch angeschlossene Verbraucher in MW	Planungsrelevante Bezugsleistung durch eigene und fremde nachgelagerte Netzebenen in MW	Planungsrelevante Einspeiseleistung durch angeschlossene Erzeuger in MW	Planungsrelevante Einspeiseleistung durch eigene und fremde nachgelagerte Netzebenen in MW
HS				
HS / MS		12		14
MS		12	5	9
MS / NS		14		9
NS	22		10	

Tabelle 14: Teilnetzgebiet 4 - Zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2045

2.3 Haupttreiber

2.3.1 Konventionelle Last

Unter der Prognose der konventionellen Last ist die Entwicklung der aktuell bestehenden Residuallast ohne Berücksichtigung der einzelnen Zukunftstechnologien, welche in den folgenden Unterkapiteln einzeln aufgeführt werden, zu verstehen.

Aufgrund von Effizienzsteigerungen des aktuellen Gerätebestands im privaten Haushalts- und Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor (GHD-Sektor), könnte davon ausgegangen werden, dass die Leistung der konventionellen Last bis 2045

abnimmt. Hintergrund der jedoch prognostizierten Zunahme sind Leistungssteigerungen der Industrie-, GHD- und Verkehrssektoren, welche nicht in ausgewiesenen Treibern separat abgebildet werden, sondern in der Prognose der konventionellen Last enthalten sind.

Zukünftig kann davon ausgegangen werden, dass der Stromverbrauch der Industrie stark steigt. Hintergrund ist hierbei die Umstellung von Produktionsprozessen auf CO_2-freie Verfahren, was einher geht mit einer stärkeren Elektrifizierung dieser.
Pauschale Annahmen und Prognosen zur Entwicklung der Industrie innerhalb eines Verteilnetzgebietes können auf Basis der vielen verschiedenen branchenspezifischen Einflussfaktoren sowie firmenspezifischer Entscheidungen über künftige Entwicklungen nicht sinnvoll getroffen werden.

Individuell bekannte Prognosen zu Leistungssteigerungen, der am Netz der FairNetz GmbH angeschlossenen Industriekunden sowie die geplanten Neuanschlüsse, sind in der Netzausbauplanung berücksichtigt. Diese fließen in die jeweiligen Spannungsebenen, in welcher der Netzanschluss besteht, ein. Die Berücksichtigung der Industrieentwicklung findet demnach unmittelbar statt.

Berücksichtigung der Prognose in der Umspannebene HS/MS

Zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs auf der Umspannwerkebene (HS/MS) wurden die Steigerung wie prognostiziert eingebracht. Hier kann davon ausgegangen werden, dass auf Basis der Vielzahl der nachgelagerten Kunden, die durch die Umspannwerke versorgt werden, die prognostizierte Steigerung für diese Aggregationsebene zutrifft.

Berücksichtigung der Prognose im MS-Netz

Die bestehende Laststruktur der unterschiedlichen Mittelspannungsstränge weist eine größere Streuung der versorgten Verbrauchstypen auf. Unter einem Mittelspannungsstrang ist hierbei ein Abgang aus dem speisenden Umspannwerk, inklusive aller durch diesen elektrisch versorgten Verbrauchs- und Erzeugungsstrukturen zu verstehen.

In einem Mittelspannungsstrang zur vorwiegenden Versorgung von Ortsnetzstationen und demnach Kleingewerben und Haushalten, kann eher von einem Rückgang der konventionellen Last ausgegangen werden. Hintergrund sind hierbei künftige Effizienzsteigerungen im Gerätebestand.

In Mittelspannungssträngen, die wiederum vorwiegend Kundenstationen und demnach Gewerbe und Kleinindustrie versorgen, kann auf Basis einer Elektrifizierung von Prozessen und dem Einsatz von Klimaanlagen von einer deutlich stärkeren Steigerung der konventionellen Lastspitze ausgegangen werden. Diese Entwicklungen sind unmittelbar davon abhängig, welche Art von Gewerbe die unterschiedlichen Verbrauchsanlagen betreiben.

Auf Basis der geringen Informationsdichte zu den Gewerbe- und Industriekunden, wird von einer weiteren Regionalisierung zur Entwicklung der konventionellen Last im

Mittelspannungsnetz abgesehen. Die Vernachlässigung dieser Größe führt dazu, dass der resultierende Netzausbaubedarf im Mittelspannungsnetz erstmal unterschätzt wird. Jedoch wird ebenfalls vermieden, in Mittelspannungsnetzen, auf welche die Steigerung der konventionellen Last nicht zutreffend ist, einen nicht notwendigen Netzausbau zu forcieren. Bereits heute bekannte Steigerungen von Kunden oder angefragte bzw. sich in der Projektierung befindliche Steigerungen im Gewerbe und der Industrie, werden unmittelbar auch in der Mittelspannungsberechnung mitberücksichtigt.

Der Netzausbau der Mittelspannung kann deutlich schneller umgesetzt werden als der Hochspannungsnetzausbau und die Errichtung weiterer Umspannwerke auf HS/MS-Ebene. Demnach ist eine Unterschätzung des Netzausbaus auf dieser Spannungsebene als weniger kritisch zu bewerten. Individuelle Entwicklungen können in der Detailplanung und Umsetzung des Netzausbaus kurzfristig berücksichtigt werden. Dadurch ergibt sich eine größere Präzision und ein bedarfsorientierter Netzausbau der Mittelspannungsebene.

Berücksichtigung der Prognose in der Umspannebene MS/NS sowie im NS-Netz

Auch bei den an die Umspannebene MS/NS sowie an das NS-Netz angeschlossenen Verbrauchern ist grundsätzlich von einer Steigerung der Energieeffizienz auszugehen. Ob und in welchem Umfang diese zu einer Verringerung der zeitgleichen Spitzenlast in den jeweiligen Netzebenen führt, lässt sich derzeit jedoch nicht belastbar ableiten. Zwar werden bestehende Geräte durch effizientere Modelle ersetzt, gleichzeitig kommen jedoch neue, leistungsstärkere Verbraucher hinzu. Zudem führen die heterogene Zusammensetzung der Verbraucher und deren unterschiedliche Nutzungsprofile zu einer erheblichen Variabilität des Lastverhaltens, was belastbare Prognosen zur Entwicklung der Spitzenlast erschwert.

2.3.2 Wärmepumpen für dezentrale Wärmelösungen

Die Prognose zum Hochlauf der Wärmpumpen in den Teilnetzgebieten basiert auf dem Regionalszenario 2025 der Planungsregion SÜDWEST.

Die Prognose zum künftigen Zubau von dezentralen Wärmepumpen im Netzgebiet der FairNetz GmbH basiert auf einer Analyse, welche analog zu einer kommunalen Wärmeplanung umgesetzt wurde und darüber hinaus auf ergänzenden Kenntnissen und Daten der FairNetz GmbH beruht. Hierbei werden die heutigen Wärmebedarfe, verbauten Heizungstypen, der Zugang zu anderen Medien, vorliegende kommunale Wärmeplanungen und prognostizierte Energieeffizienzsteigungen zu Grunde gelegt.
Dieser Ausbau bedingt in den betroffenen Gebieten eine Verringerung der ursprünglich prognostizierten Durchdringung von dezentralen Wärmepumpen.

In allen Spannungsebenen wird je Netzanschlusspunkt eine spezifisch ermittelte Leistung auf Basis der Prognose des künftigen Wärmebedarfs und der damit notwendigen Dimensionierung der Wärmepumpe angesetzt.

2.3.3 Elektromobilität

Die prognostizierte Anzahl an privaten Elektro-Personenkraftwagen (E-PKW) in den Teilnetzgebieten der FairNetz GmbH basiert auf dem Regionalszenario 2025 der Planungsregion SÜDWEST und einer ortsteilscharfen Verteilung innerhalb Baden-Württembergs.

Diese ortsnetzscharfe Verteilung wurde für die Weiterverteilung der E-Ladesäulen innerhalb des Versorgungsgebietes der FairNetz GmbH herangezogen.
Die prognostizierte Anzahl an privaten Ladeeinrichtungen wird auf Basis der Bebauungsstruktur, der zur Verfügung stehenden Parkflächen sowie sozioökonomischer Faktoren verteilt. Die Gleichzeitigkeit wird, wie in Kapitel 3 erläutert, ermittelt und in allen Spannungsebenen eingebracht.

Weitere Beachtung fanden halböffentliche und öffentliche Ladepunkte, deren Installation beispielsweise auf Kundenparkplätzen von Supermärkten, Baumärkten, Tankstellen und ähnlichen Einrichtungen prognostiziert wird.

Neben der Prognose zum Hochlauf der E-PKW sind bereits zur Ausarbeitung des Regionalszenarios bekannte Informationen zum Ladebedarf des öffentlichen Nahverkehrs sowie der geplanten Errichtung der Regionalstadtbahn Neckar-Alb eingeflossen.

Die auf das Netzgebiet der FairNetz GmbH fallende Prognose zu Elektro-Lastkraftwagen (E-LKW) wurde auf Grundlage bestehender Logistikzentren weiter regionalisiert und wird auf der HS/MS-Ebene in der Netzausbauplanung berücksichtigt.

2.3.4 Elektrolyseure

Die Verteilung der On-Site-Elektrolyseanlagen erfolgt bedarfsgerecht über Anfragen von Großverbrauchern. Innerhalb des Versorgungsgebiets der FairNetz GmbH liegen derzeit keine entsprechenden Anfragen vor.
Die Verteilung der Off-Site-Elektrolyseanlagen orientiert sich hingegen an der Verfügbarkeit großer Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien (Groß-EE-Anlagen). Perspektivisch sollen insbesondere Standorte mit hohen Überschüssen aus erneuerbarer Stromerzeugung für den Betrieb von Elektrolyseuren genutzt werden. Zum aktuellen Zeitpunkt wird davon ausgegangen, dass Off-Site-Elektrolyseanlagen netzorientiert betrieben werden. Die Bezugsspitzenleistung dieser Anlagen wird demnach für den planungsrelevanten Bezugsfall als nicht relevant eingestuft.
Außerdem wird derzeit im politischen Raum diskutiert, inwieweit über das geplante Wasserstoffkernnetz hinaus eine Umnutzung der bestehenden Gasnetzstruktur hin zu einem Wasserstoffverteilnetz sinnvoll möglich ist.

2.3.5 Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen (Großwärmepumpen)

Definiert als Großwärmepumpen werden alle Wärmepumpen mit Leistungsklassen oberhalb von 100 kW. Demnach umfasst diese Prognose sowohl Anlagen im Mehrfamilienhausbereich, gewerblichen Bereich, aber auch die auf Basis der kommunalen Wärmeplanung basierende Fernwärmeausbaustrategien.

In allen Spannungsebenen wird je Netzanschlusspunkt eine spezifisch ermittelte Leistung auf Basis der Prognose des künftigen Wärmebedarfs und der damit notwendigen Dimensionierung der Wärmepumpe angesetzt.

2.3.6 Photovoltaik Freifläche

Die im Regionalszenario 2025 der Planungsregion SÜDWEST veröffentlichten Prognosen zur Entwicklung der Erzeugungsleistung können Tabelle 1 entnommen werden.

Diesen Prognosen liegt eine ortsteilscharfe Verteilung innerhalb Baden-Württembergs auf der Basis des NEP 25 zu Grunde.
Im Rahmen einer Potenzialflächenanalyse wurden zunächst die relevanten Rohpotenzialflächen ermittelt. Dazu zählen beispielsweise Verkehrsflächen innerhalb eines 500-Meter-Korridors beidseitig entlang von Bundesautobahnen und Bahnschienen, Agrarflächen mit niedrigem Ertrag, sogenannte benachteiligte Flächen sowie inaktive Deponieflächen, insbesondere stillgelegte Deponien, die für die Nutzung durch Freiflächenanlagen geeignet sind.
Aus der Überlagerung dieser Flächen ergibt sich eine kombinierte Potenzialfläche. Diese wird dann den jeweiligen Gemeinden zugeordnet. Die ermittelte Potenzialfläche dient anschließend als Flächenfaktor für die Verteilung der Zielleistung innerhalb des Bundeslandes.

Auf Grundlage dieser Zielleistung wurden, unter Berücksichtigung der Kriterien zur Ermittlung der Freiflächen-Photovoltaikgebiete aus dem Teilregionalplan Solarenergie Neckar-Alb, konkrete Standorte für die prognostizierten Photovoltaikanlagen ermittelt. Bereits festgelegte Vorranggebiete sowie Vorbehaltsgebiete wurden entsprechend berücksichtigt.

Die Flächen für die PV-Freiflächenanlagen wurden dabei gezielt anhand ihrer netzseitigen Eignung ausgewählt. Ein wesentliches Kriterium war dabei die Nähe zu bestehenden Umspannwerken (UW) und Hochspannungsleitungen (HS-Leitungen), um eine möglichst effiziente und wirtschaftliche Einspeisung des erzeugten Stroms zu ermöglichen.
Ausgangspunkt war die Ermittlung des erforderlichen lastseitigen Ausbaubedarfs der Umspannwerke. Auf dieser Grundlage konnten vorhandene bzw. zukünftig verfügbare Netzkapazitäten identifiziert und daraus die möglichen Kapazitäten für die Rückspeisung

von Strom aus PV-Freiflächenanlagen abgeleitet werden. Dadurch wurde die Flächenauswahl nicht isoliert anhand des PV-Ertrags, sondern im Zusammenhang mit den vorhandenen und perspektivischen Netzstrukturen und deren Kapazitäten vorgenommen.
Da die betrachteten Flächen hinsichtlich ihres wirtschaftlichen Ertragspotenzials nahe beieinanderliegen, stellen eine effiziente Netzeinspeisung sowie ein kostengünstiger Netzanschluss die entscheidenden Faktoren für die Standortwahl dar. Bevorzugt wurden daher Flächen, bei denen bestehende Netzkapazitäten genutzt und zusätzliche Netzausbaumaßnahmen möglichst vermieden werden können.
Ziel war somit eine sinnvolle und netzorientierte Standortwahl, bei der der Ausbau der PV-Freiflächenanlagen mit der vorhandenen Netzstruktur in Einklang gebracht wird. Insbesondere sollte vermieden werden, dass allein aufgrund der Einspeisung aus PV-Freiflächenanlagen ein zusätzlicher Netzausbau erforderlich wird. Auf diese Weise können die verfügbaren Netzkapazitäten effizient genutzt und gleichzeitig wirtschaftlich geeignete Standorte für den weiteren PV-Ausbau identifiziert werden.

2.3.7 Photovoltaik auf oder an Gebäuden

Die Zielwerte für PV-Dachanlagen in Baden-Württemberg orientieren sich am Szenario B des Netzentwicklungsplanes der vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Dieser weist ein Verhältnis zwischen Dach- und Freiflächenanlagen aus. Die Verteilung auf Gemeindeebene erfolgt über die Anzahl der Ein- und Mehrfamilienhäuser.

Mit Hilfe einer umfangreichen Studie, die potenzielle Dachflächen für Photovoltaikanlagen sowohl in der Niederspannung als auch in der Mittelspannung analysiert, konnte die Zielleistung gebäudescharf verteilt werden. Dabei wurden unter anderem Aspekte wie sozioökonomische Faktoren, Adaptionswahrscheinlichkeiten sowie Wirtschaftlichkeitsfaktoren berücksichtigt.

2.3.8 Windenergie

Im Rahmen der Potenzialflächenanalyse werden zunächst geeignete Flächen für die Errichtung von Windenergieanlagen identifiziert. Diese Flächen werden anschließend einer Risikobewertung unterzogen, auf deren Grundlage die - für die Nutzung durch Windenergieanlagen - geeigneten Flächen ausgewählt und entsprechend mit Windenergieanlagen belegt werden.

Ebenfalls werden konkrete Anfragen zum Anschluss von Windkraftanlagen bei der FairNetz GmbH bei der Netzausbauplanung berücksichtigt.
Durch die hohe elektrische Leistung der Windkraftanlagen sowie dem Hintergrund das meist mehrere Windkraftanlagen in unmittelbarer Nähe entstehen, ist jedoch eher ein Anschluss an der Hochspannung und demnach am Netz der Netze BW GmbH wahrscheinlich.

2.3.9 Kleinbatteriespeicher

Prognostizierte Kleinbatteriespeicher bzw. Heimspeichersysteme werden anhand der zuvor ermittelten Prognosen für Photovoltaik-Aufdach-Anlagen verteilt. Im Zielszenario verfügt nahezu jede Photovoltaik-Aufdach-Anlage über einen eigenen Heimspeicher. Dabei ist bei der Netzausbauplanung außerdem zu beachten, dass über die Zeit auch bei Bestandsanlagen die Speicher nachgerüstet oder erweitert werden. Für die Kleinbatteriespeicher wird davon ausgegangen, dass sich diese auf die planungsrelevanten Bezugs- und Einspeiseleistung nicht auswirken.

2.3.10 Großbatteriespeicher

Die Verteilung der Zielzahlen für Großbatteriespeicher orientiert sich an den Standorten großer Erzeugungsanlagen. Hintergrund ist die Annahme, dass der räumliche Zusammenhang zwischen hohen Erzeugungsleistungen aus Windenergieanlagen und Photovoltaik-Freiflächenanlagen und der damit einhergehende Flexibilitätsbedarf die Wirtschaftlichkeit von Großspeichern positiv beeinflusst. Für die Großbatteriespeicher wird davon ausgegangen, dass sich diese auf die planungsrelevanten Bezugs- und Einspeiseleistung nicht auswirken.

2.3.11 Stand-alone Rechenzentren

Der Prognose von Stand-alone-Rechenzentren liegt eine ortsteilscharfe Verteilung innerhalb Baden-Württembergs auf der Basis des NEP 25 zu Grunde. Bei der Lokalisierung potenzieller Standorte entfallen keine zukünftigen Rechenzentren auf das Versorgungsgebiet der FairNetz GmbH.

2.3.12 Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen

Energieeffizienzmaßnahmen sind grundsätzlich in den Prognosen der Regionalszenarien berücksichtigt.

Im Vergleich zu den erwarteten Verbrauchssteigerungen für elektrische Wärmeerzeugung, Elektromobilität und der Substitution fossiler Energieträger durch strombasierte Anwendungen in der Industrie, sind Energieeffizienzmaßnahmen vernachlässigbar klein. Die separate Ausweisung von Energieeffizienzmaßnahmen würde keinen Mehrwert für die Genauigkeit der Prognosezahlen mit sich bringen.

Die VNB verstehen sich grundsätzlich als Dienstleister mit dem Ziel, dass die z.B. industriellen Netzkunden unbeeinflusst von möglichen Netzengpässen ihr Geschäftsmodell verfolgen können. Entstehende Netzengpässe sind daher immer als temporär zu betrachten. In diesem Sinne ist auch der Beschluss BK6-22-300 der

Bundesnetzagentur vom 27. November 2023 zu verstehen: Bei erwartetem mehrfachem Einsatz von Nachfragesteuerungsmaßnahmen nach § 14a EnWG ist dieser Engpass in der Netzausbauplanung zu berücksichtigen und Abhilfemaßnahmen sind zu prüfen. Im Netzausbauplan sind daher engpassfreie Zielnetze ohne den Einsatz von Nachfragesteuerungsmaßnahmen zu beschreiben.

3. Methodik zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs

3.1 Zielnetzplanung des Niederspannungsnetzes und der Umspannebene HS/MS

Abbildung 5 stellt das Vorgehen zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs auf der Umspannwerkebene HS/MS dar.

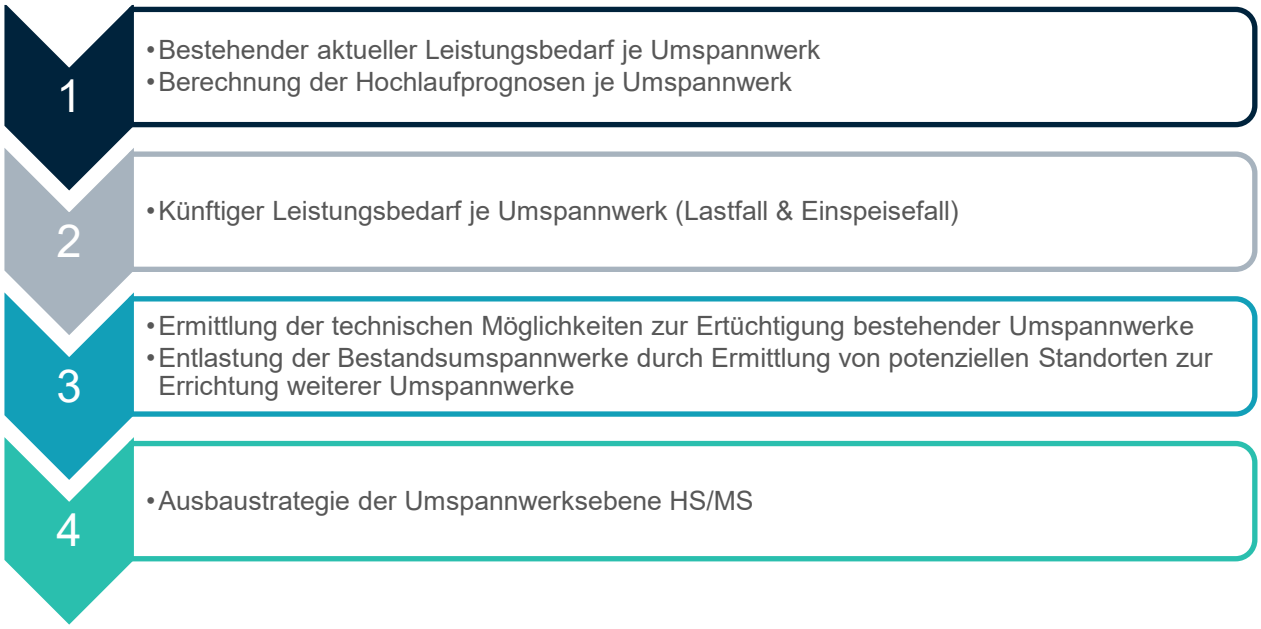


Abbildung 5: Vorgehen zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs auf Umspannwerkebene HS/MS

Zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs auf Umspannwerkebene HS/MS wird zu Beginn eine Berechnung des Leistungsbedarfs je Umspannwerk umgesetzt. Auf Basis der Berechnungsergebnisse, von netzplanerischem Fachwissen sowie genauen Ortskenntnissen des Versorgungsgebiets werden potenzielle Standorte für weitere Umspannwerke ermittelt. Ebenfalls fließt das betriebliche Wissen, welche bestehenden Umspannwerke um einen weiteren Transformator und weitere Abgänge ergänzt werden können, ein. Resultat der Betrachtungen ist eine Umspannwerkeplanung, welche auf HS/MS-Ebene den künftigen Leistungsbedarf abdeckt.

3.2 Zielnetzplanung der MS-, MS/NS- und NS-Ebene

Abbildung 1 zeigt das konkrete Vorgehen zur Ermittlung des Netzausbaubedarfes auf der NS, NS/MS- und MS-Ebene.

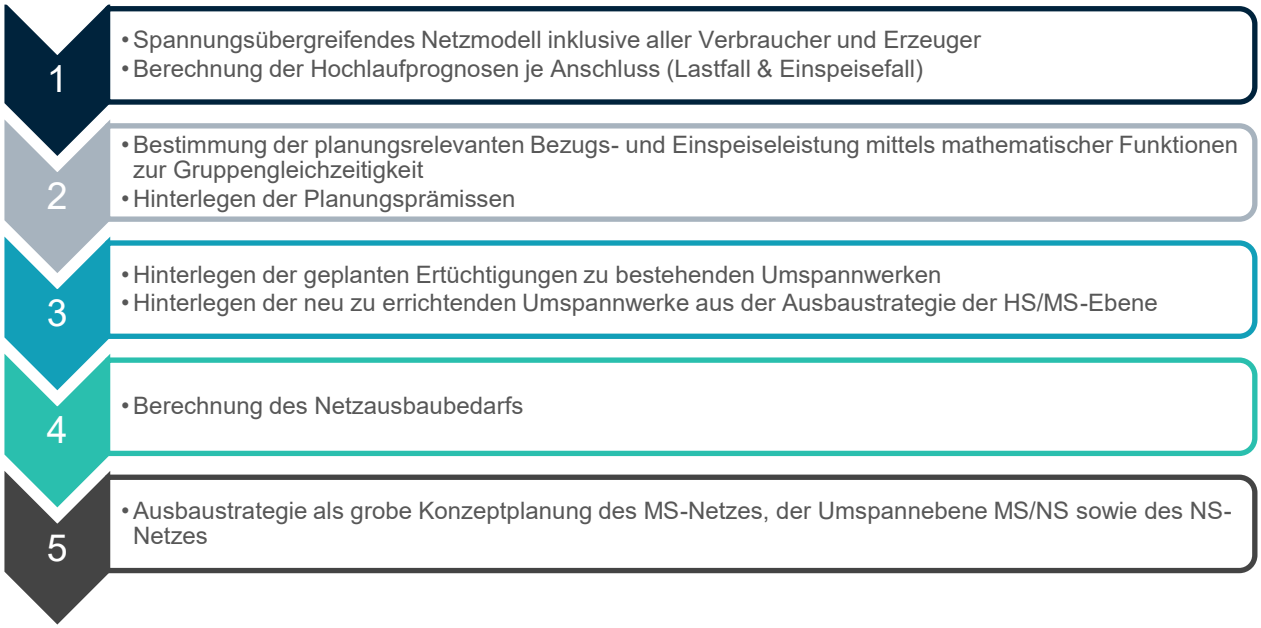


Abbildung 6: Vorgehen zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs auf MS-, MS/NS- und NS-Ebene

Im Rahmen der Zielnetzplanung des Niederspannungsnetzes werden zunächst digitale Zwillinge des Stromnetzes für die Zieljahre 2030, 2035 und 2045 erstellt. Diese bilden die jeweilige zukünftige Versorgungsaufgabe detailliert ab und berücksichtigen sämtliche anschlussscharf verteilten Lasten und Einspeiser.

Für den Lastfall ist für jede kundenspezifische Gruppe eine mathematische Funktion der Gleichzeitigkeit dieser Verbrauchsgruppe hinterlegt. Diese mathematischen Funktionen spiegeln den aktuellen Stand der Technik wider. Hierbei findet eine Unterteilung in Gewerbekunden, Haushaltskunden, Wärmepumpen und E-Ladesäulen statt. Ebenfalls werden die Wechselwirkungen zwischen den Verbrauchstypen berücksichtigt.
Die Netzberechnung selbst wird im Anschluss für jede Betriebsmittelebene umgesetzt. Das Modell betrachtet, welche Anzahl an gruppengleichen Kunden an den betrachteten Betriebsmitteln angeschlossen sind und sucht auf Basis dessen aus der mathematischen Funktion der Gruppe den Gleichzeitigkeitsfaktor heraus. Dies wird für jede Kundengruppe, spezifisch für jeden Niederspannungsstrang, jede Ortsnetzstation und jeden Mittelspannungsstrang umgesetzt, da sich die unterschiedliche Anzahl an Kunden je nach Aggregationsebene maßgeblich auf die Gleichzeitigkeit und somit auf die resultierende Last auswirkt. Diese Vorgehensweise bildet die Grundlage der Lastflussberechnung.

Auf dieser Grundlage werden sowohl der erforderliche Netzausbau in der Niederspannung als auch die notwendigen neuen Ortsnetzstationen (ONS) ermittelt und geplant.

Ein wesentlicher Bestandteil ist die spannungsübergreifende Zielnetzplanung. Ausgangspunkt ist eine Analyse der Grenzwertverletzungen im Mittel- und Niederspannungsnetz. Auf Basis dieser Ergebnisse werden geeignete Standorte für neue MS/NS-Transformatoren bestimmt.

Für die Bewertung bestehender Ortsnetzstationen wird geprüft, ob die vorhandene Stationskapazität ausreicht oder eine Stationserneuerung beziehungsweise die Errichtung einer zusätzlichen Station erforderlich wird. Auch die einzelnen Abgänge werden hinsichtlich ihres auslegungsrelevanten Betriebspunktes, möglicher Leitungsüberlastungen, zusätzlicher Spannungsbandverletzungen und ihrer geographischen Gegebenheiten bewertet.

Bei der Bewertung aller Ausbauoptionen wird ein technologieoffener Berechnungsansatz verfolgt. Hierbei werden, neben der Errichtung neuer Stationen und der Kapazitätserweiterung von bestehenden Stationen, auch der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren sowie der Effekt von Leitungsmaßnahmen bewertet. Hierbei fließen die Kostenparameter der einzelnen Ausbauoptionen in die Netzausbauplanung ein.

Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf der automatisierten Entmaschung und der Optimierung der Trennstellen. Ziel der Optimierung ist es, die vorgegebene Zieltopologie einzuhalten, die Versorgung sämtlicher Kunden sicherzustellen und gleichzeitig Grenzwertverletzungen sowie Netzverluste zu minimieren.

Für die Optimierung wird ein Algorithmus eingesetzt. Die aus den jeweiligen Netzvarianten resultierenden Stromüberlastungen und Spannungsunterschreitungen geben Aufschluss über den erforderlichen Netzausbau. Daraus lassen sich die notwendigen Leitungsmaßnahmen ableiten.

Die Zielnetzplanung des Mittelspannungsnetzes erfolgt spannungsebenenübergreifend unter Einbeziehung der Ergebnisse aus der Niederspannungsplanung. Hierfür werden digitale Zwillinge des Stromnetzes für die Zieljahre 2030, 2035 und 2045 erstellt. Diese bilden die jeweilige zukünftige Versorgungsaufgabe detailliert ab und berücksichtigen sämtliche anschlussscharf verteilten Lasten und Einspeiser. Ebenfalls werden die künftig geplanten Ertüchtigungen der Bestandsumspannwerke sowie die neu zu errichtenden Umspannwerke aus der bestehenden Ausbaustrategie der HS/MS-Ebene hinterlegt.
Ergänzt werden diese Daten um die zukünftigen Last- und Einspeiseverhältnisse aus der MS/NS-Netzausbauplanung.

Zusätzlich werden die von der FairNetz GmbH verwendeten Gleichzeitigkeitsfunktionen integriert und die Planungs- und Betriebsgrundsätze hinterlegt. Dies umfasst insbesondere die elektrischen Eigenschaften und Kosten von verschiedenen

Maßnahmenkategorien. Beispiele für Maßnahmenkategorien sind die Kosten eines Trafotausches oder die Neuerrichtung einer Trafostation.

Bei der Ermittlung des Ausbaubedarfs werden so die Wechselwirkungen zwischen Mittel- und Niederspannungsnetz berücksichtigt, um eine technisch und wirtschaftlich optimale Gesamtlösung zu ermitteln. Mithilfe eines geeigneten Optimierungsalgorithmus werden die verschiedenen Netzvarianten gemeinsam bewertet und aufeinander abgestimmt. Hierbei wird durch Hinzufügen von neuen Leitungen sowie Rückbau vorhandener Verbindungen der kostengünstigste Weg vom heutigen Bestand zum Zielnetz gefunden. Auf diese Weise entsteht eine konsistente, spannungsübergreifende Zielnetzplanung, die sowohl die zukünftige Entwicklung der Lasten und Einspeiser als auch die technischen und wirtschaftlichen Anforderungen an das gesamte Verteilnetz berücksichtigt.

Ziel ist es, mit möglichst geringem Aufwand eine grobe Konzeptplanung, inklusive des resultierenden Mengengerüstes, zu erwirken. Im Anschluss können die Ergebnisse für eine Detailplanung zugrunde gelegt werden. Hierdurch sollen knappe Finanzmittel und Personalressourcen geschont werden und der Planungsprozess in den Spannungsebenen unterhalb der HS/MS-Ebene maßgeblich beschleunigt werden.

4. Netzausbauplanung

In den folgenden Kapiteln werden die Maßnahmen nach aktuellem Informationsstand sowie aufgeteilt nach Spannungsebene und Teilnetzgebiet aufgeführt. Alle Einzelmaßnahmen können dem Dokument „Maßnahmentabelle“ entnommen werden. In der Maßnahmentabelle wird lediglich die technisch und wirtschaftlich sinnvollste Maßnahme angegeben. Vor dem Ausweisen einer Maßnahme werden immer mehrere technische Lösungen geprüft.

4.1 Hochspannung und Hoch- auf Mittelspannung

Die für die Engpassvermeidung oder -minderung erforderlichen Optimierungs-, Verstärkungs-, Erneuerungs- und Ausbaumaßnahmen je Zeitraum, werden - wie in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst - dargestellt. Unterschieden wird in Leitungsmaßnahmen (Kabel und Freileitungen) und Anlagenstandorte.
Die benötigten Maßnahmen auf Umspannwerksebene HS/MS können nicht losgelöst betrachtet werden. Künftig wird keines der bestehenden Umspannwerke die nachgelagerten Leistungsanforderungen decken können. Demnach wurde in einem ersten Schritt erarbeitet, welche Umspannwerke mittels einer Leistungserhöhung durch z. B. die Errichtung eines weiteren Trafos erweitert werden können.

In einem nächsten Schritt wurde geprüft, an welchen Standorten weitere Umspannwerke neu errichtet werden müssen. Diese Umspannwerke übernehmen einen Teil der Versorgungsaufgaben der umliegenden Bestandsumspannwerke. Die genauere Planung der HS/MS-Ebene wird im Folgenden spezifisch für die vier Teilnetzgebiete erläutert.

In Tabelle 15 werden die resultierenden Maßnahmen der Hochspannungsebene sowie der Umspannebene Hochspannung auf Mittelspannung (HS/MS) je Stützjahr angegeben. Die Spannungsebene Höchstspannung auf Hochspannung wird nicht ausgewiesen, da diese nicht durch die FairNetz GmbH betrieben wird.

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf in [Mio. Euro]	
2025 bis 2030 (T+5)	NE 3: HS-Leitungen	0 km	0	121
	NE 4: HS/MS UW	4 Stk.	121	
2031 bis 2035 (T+10)	NE 3: HS-Leitungen	0 km	0	72
	NE 4: HS/MS UW	4 Stk.	72	
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 3: HS-Leitungen	5 km	14	60
	NE 4: HS/MS UW	2 Stk.	46	
Gesamt	NE 3: HS-Leitungen	5 km	253	
	NE 4: HS/MS UW	10 Stk.		

Tabelle 15: Netzdimensionierende Ausbauplanung Hochspannung

Hinweis zu Verzögerungen von Maßnahmen (HS/MS-Ebene)
Die Problematik zur bedarfsorientierten schnellen Errichtung und Einbindung eines Umspannwerkes besteht in der langwierigen Prozesskette und vieler Abhängigkeiten einzelner Prozessschritte.

Zur Stellung eines neuen Umspannwerkes muss in einem ersten Schritt eine Grundstückssicherung erfolgen. Bei dieser kann es bereits zu Verzögerungen kommen, je nach räumlichen Möglichkeiten und der Bereitschaft der Grundstückseigentümer, hierfür Grundstücke zu verkaufen. Vor dem Kauf eines Grundstückes ist eine umwelt- und artenschutzrechtliche Prüfung zu durchlaufen. Hierbei wird geprüft, inwiefern Ausgleichsflächen benötigt werden und Umsiedlungen von unter Artenschutz stehenden Tieren erforderlich sind. Auch der 110-kV-Anschluss und die damit verbundene Prüfung der Trasse ist hier zu berücksichtigen. Es muss hinzu beachtet werden, dass eine reine Auskunft, welche Ausgleichsflächen geschaffen werden müssen und welche Tiere umgesiedelt werden müssen, nicht genügt. Vor Projektierungsstart und Kauf muss nachgewiesen werden, dass der Flächenausgleich nach den allgemeinen Bestimmungen im gleichen Naturraum umsetzbar ist. Kann dies nicht gewährleistet werden, ist eine Projektierung des Standortes nicht möglich. Dementsprechend besteht das Risiko, dass ein Planungsaufwand über mehrere Jahre entsteht, ohne das die Realisierbarkeit des Projektes gewährleistet ist.

Im nächsten Schritt wird eine Anfrage zum Anschluss an den vorgelagerten Netzbetreiber übermittelt.

Neue Umspannwerkstandorte sollten möglichst nahe bestehender 110-kV-Trassen angesiedelt sein. Hintergrund ist, dass der Netzausbau von 110-kV-Trassen sowie die Einbindung neuer Standorte mit deutlich längeren Genehmigungsverfahren verbunden sind und demnach deutlich längere Zeiten, vom Startzeitpunkt der Planung bis zur Inbetriebnahme, in Anspruch nehmen.

Ein weiterer Verzögerungsgrund sind die knappen Kapazitäten im vorgelagerten Hoch- und Höchstspannungsnetz. Der Leistungsanstieg der gesamten Region führt zur Notwendigkeit eines Ausbaus der 110-kV- und 380-kV-Netze. Die gesetzlich erforderlichen Planungs- und Genehmigungsverfahren sind hier deutlich aufwendiger und langwieriger. Ebenfalls kann durch die vorgelagerten Netzbetreiber erst nach positivem Ergebnis des Genehmigungsverfahrens der 110-kV- und 380-kV-Ebene eine verbindliche Zusage zum Anschluss neuer Umspannwerke erfolgen.

Die gesamte Umspannwerksplanung der FairNetz GmbH basiert auf den vorliegenden prognostizierten Kennzahlen, welche bereits an die Netze BW GmbH als vorgelagerten Netzbetreiber übermittelt wurden. Zwangsläufig ergibt sich, dass der Netzausbau nur in der benötigten Geschwindigkeit umgesetzt werden kann, wenn die Netze auf allen Spannungsebenen parallel ausgebaut werden und die Planungs- und Genehmigungsverfahren verschlankt werden. Ein paralleler Ausbau ohne verbindliche Zusage zu den Standorten und Zeitpunkten der Einbindung, auf Basis der noch nicht abgeschlossenen Genehmigungsverfahren, stellt hierbei eine große Verzögerung in der Umsetzung der Maßnahmen dar. Eine Planung der unteren Spannungsebenen, ohne eine verbindliche Zusage, birgt wiederum das Risiko von Fehlinvestitionen.

Einen weiteren Verzögerungsgrund stellen knappe Personalressourcen auf Basis des akuten Fachkräftemangels dar. Die aktuelle Regulatorik und die limitierten Finanzierungsmöglichkeiten stellen zudem ein Hindernis dar. Ebenfalls kann festgestellt werden, dass die Lieferzeiten von Betriebsmitteln, insbesondere Transformatoren (HS/MS), auf Basis des steigenden Bedarfs, zunimmt.
Diese allgemeinen Erläuterungen zu den Verzögerungsgründen besteht für alle notwendigen Umspannwerke, die nach Prognose bis 2030 errichtet werden sollen. Zur Wahrung der Übersichtlichkeit wird darauf verzichtet, die Hinderungsgründe je Maßnahme zu wiederholen.

4.1.1 Teilnetzgebiet 1

Umspannung HS/MS
Der prognostizierte Leistungszuwachs basiert sowohl auf dem Bezugsfall als auch auf dem Einspeisefall. Die für die Dimensionierung der HS/MS-Betriebsmittel bestimmende Auslegungsgröße im Teilnetzgebiet 1, stellt die Bezugsleistung - also den Verbrauchsfall - dar. Dies basiert auf der Prognose zur Entwicklung der Großverbraucher sowie dem starken Hochlauf der Wärmepumpen und E-Ladesäulen. Die Erläuterungen zu den Maßnahmen werden im Folgenden nicht nach der chronologischen Nummerierung

aufgeführt, sondern nach räumlich unmittelbarer Nähe und demnach technisch zusammenhängenden Lösungen.

Maßnahme 1 – Erweiterung UW Oferdingen

Erweiterung eines bestehenden Umspannwerkes auf Basis eines prognostizierten Lastzuwachses im Jahr 2027. Um die aktuell prognostizierte Steigerung der Gesamtleistung des Umspannwerks leisten zu können, ist sowohl ein Tausch der bestehenden Transformatoren als auch eine Erweiterung um einen zusätzlichen Transformator geplant. Das Projekt befindet sich in der Planungsphase. Zum aktuellen Zeitpunkt kann von einem Trafotausch im Jahr 2028 ausgegangen werden. Die Inbetriebnahme der Umspannwerkserweiterung ist für Anfang 2035 geplant. Ein öffentlich-rechtliches Genehmigungsverfahren konnte Stand heute noch nicht eingereicht werden. Die FairNetz GmbH befindet sich im intensiven Austausch mit den Eigentümern anliegender Flurstücke, um den Erwerb der notwendigen Flächen für den Umspannwerksausbau umsetzen zu können. Eine Alternative zum Kauf der angefragten privaten Flächen gibt es für den Umspannwerksausbau an dieser Stelle nicht. Erst nach Abschluss der Kaufverträge kann die Maßnahme in die Ausführungsplanung überführt werden. Der geschätzte Inbetriebsetzungszeitpunkt ist also unmittelbar vom weiteren Verlauf im Grundstücksgesuche abhängig.

Maßnahme 3 – Erweiterung UW Süd

Erweiterung eines bestehenden Umspannwerkes auf Basis eines prognostizierten Kapazitätsengpass für das Jahr 2028 sowie eines bestehenden Einspeiseengpasses. Eine Umspannwerkserweiterung um einen weiteren Trafo ist mit Inbetriebnahme für das Jahr 2035 geplant. Der Tausch der bestehenden Transformatoren ist für das Jahr 2030 geplant.

Maßnahme 11 – UW Hauffstraße und Maßnahme 12 – Schwerpunktstation Bol

Für die bestehenden Umspannwerke UW West und UW Mitte wird der prognostizierte Kapazitätsengpass durch die Errichtung des UW Hauffstraße im Jahr 2033 gelöst. Des Weiteren wird das Netz durch die Errichtung einer Schwerpunktstation im Norden von Reutlingen bis 2029 erweitert. Für das geplante UW Hauffstraße ergibt sich die Besonderheit, dass die FairNetz GmbH als Grundstück Teile des Betriebsgeländes der Stadtwerke Reutlingen Gruppe nutzen wird. Dadurch ergibt sich die Möglichkeit, ohne ein Verfahren der Grundstückssicherung, das Umspannwerk deutlich schneller zu errichten. Aktuell kann davon ausgegangen werden, dass dies den Prozess von der Planung bis zur Inbetriebnahme um ein Jahr verkürzt.

Maßnahme 6 – Erweiterung UW Klosterstraße
Maßnahme 7 – UW Bronnweiler
Maßnahme 8 – 20/10-kV-UW Ohmenhausen

Für das bestehende Umspannwerk UW Klosterstraße wird ein Kapazitätsengpass für 2028 prognostiziert. Für die Mittelspannungsübergabe in Nehren, besteht bereits ein Kapazitätsengpass. Zur Lösung des potenziellen Engpasses wurden zwei Varianten technisch geprüft.

Die erste Variante umfasst die Erweiterung des UW Klosterstraße (Maßnahme 6) und die Errichtung eines 20/10kV-Umspannwerkes in Ohmenhausen (Maßnahme 8).
In der zweiten Variante wird ein Umspannwerk bei Bronnweiler (Maßnahme 7) errichtet, welches die Gemeinden Gomaringen und Bronnweiler sowie Teilgebiete von Pfullingen versorgt.
Nach eingehender Prüfung ist Variante zwei aus technischer Sicht umzusetzen. Das Umspannwerk Bronnweiler wird im ersten Schritt als 40 MVA Umspannwerk ausgeführt und kann durch eine geplante Erweiterung auf 80 MVA Leistung gesteigert werden.

Die FairNetz GmbH befindet sich im intensiven Austausch mit den Eigentümern geeigneter Flurstücke um den Erwerb der notwendigen Flächen für den Netzausbau umsetzen zu können. Erst nach Abschluss der Kaufverträge kann die Maßnahme in die Ausführungsplanung überführt werden. Auf Basis langwieriger vorab umzusetzender Prozesse im Arten- und Umweltschutz verzögert sich die Maßnahme und es kann nicht von einer Inbetriebsetzung der ersten Ausbaustufe vor dem Jahr 2031 ausgegangen werden.

Maßnahme 9 UW Nordraum 1

Die Gemeinden Neckartenzlingen, Walddorfhäslach, Gniebel und Pliezhausen werden aktuell über mehrere Mittelspannungsübergaben zum Netz der Netze BW GmbH sowie aus dem UW Metzingen und UW Neckartenzlingen der Netze BW GmbHversorgt.

Bereits heute sind die Mittelspannungsstränge in diesen Gebieten voll ausgelastet, weshalb keine weiteren PV-Anlagen oder Verbraucher an das Netz angeschlossen werden können. Um einem Teil dieses Engpasses entgegen zu wirken, plant die FairNetz GmbH die Errichtung einer Mittelspannungstrasse zwischen Häslach und Neckartenzlingen. Diese Maßnahme trägt im Maßnahmenplan die Nummer 89 und ist hier genauer beschrieben.

Parallel wird ein Umspannwerk (UW Nordraum 1) zwischen Rübgarten und Pliezhausen projektiert.
Auf Basis der hier zeitnah prognostizierten und bestehenden Engpässe, wird im Folgenden auf den Stand des Projektes sowie auf die potenziellen Hindernisse zur schnellen Umsetzung eingegangen. Um eine schnelle Entlastung im Gebiet ermöglichen zu können wird die Maßnahme in mehreren Ausbauschritten umgesetzt. Ziel ist es hierbei, frühzeitig das Gebiet zu entlasten und möglichst viele Erzeugungsanlagen für die Einspeisung genehmigen zu können.
Das Grundstück für die Errichtung des Umspannwerkes konnte zügig erworben werden, weshalb fortan die Detailplanungen sowie die Umsetzung von Baumaßnahmen begonnen werden können.
Im ersten Ausbauschritt wird eine Schwerpunktstation am Standort errichtet, welche für das Versorgungsgebiet der Kommunen Pliezhausen und Walddorfhäslach eine erste Teilentlastung erwirkt. Der Baubeginn ist hierbei für 2027 geplant und die Inbetriebnahme der Schwerpunkstation ist für das Jahr 2029 vorgesehen.

Im Anschluss wird der Standort um die Transformatoren erweitert und von einer Schwerpunktstation in ein Umspannwerk umgebaut. Die Inbetriebnahme des vollständigen Umspannwerkes ist für das Jahr 2035 geplant.

Maßnahme 10 Erweiterung UW Nord

Für das bestehende Umspannwerk Nord wird ein Kapazitätsengpass für das Jahr 2030 prognostiziert. Eine Umspannwerkserweiterung um einen weiteren Trafo ist mit Inbetriebnahme für das Jahr 2035 geplant. Die FairNetz GmbH befindet sich im intensiven Austausch mit den Eigentümern geeigneter benachbarter Flurstücke um den Erwerb der notwendigen Flächen für den Netzausbau umsetzen zu können. Erst nach Abschluss der Kaufverträge kann die Maßnahme in die Ausführungsplanung überführt werden. Auf Basis langwieriger vorab umzusetzender Prozesse im Arten- und Umweltschutz sowie den damit einhergehenden Verzögerungen beim Erwerb der Flurstücke, verzögert sich die Maßnahme gegenüber der zuvor geplanten Inbetriebnahme.

Maßnahme 90 Zweite Erweiterung UW Nord

Für das bestehende Umspannwerk Nord wird auch nach der ersten Erweiterung mittels der Maßnahme 10 ein weiterer Kapazitätsengpass für das Jahr 2035 prognostiziert. Eine Umspannwerkserweiterung ist mit Inbetriebnahme für das Jahr 2038 geplant.

Maßnahme 91 UW Nordraum 2

Im weiteren Zeitverlauf wird mit prognostizierter Inbetriebnahme im Jahr 2040 ein weiteres Umspannwerk für die Gemeinden Neckartenzlingen, Walddorfhäslach, Gniebel, Pliezhausen, Bempflingen und Riederich erforderlich. Dieses Umspannwerk soll zwischen Neckartenzlingen und Bempflingen errichtet werden und hier dauerhaft die steigende Versorgungaufgabe, welche die bestehenden und bereits geplanten Kapazitäten ab dem Jahr 2034 nicht mehr bedienen können, abdecken.

Maßnahme 92 UW Orschel-Hagen

Für die bestehenden Umspannwerke Oferdingen und Nord wird auch nach der Erweiterung aus Maßnahme 1 und Maßnahme 10 ein Kapazitätsengpass im Jahr 2035 prognostiziert. Durch die Errichtung des UW Orschel-Hagen im Jahr 2040 kann eine Lastverteilung umgesetzt werden und dem Engpass wird vorgebeugt.

Maßnahmen nach 2035:

Erweiterung UW Hauffstraße

Für das zu errichtende UW Hauffstraße wird ein Kapazitätsengpass im Jahr 2038 prognostiziert. Durch die Erweiterung des UW Hauffstraße wird dieser Engpass gelöst.

Maßnahme Erweiterung UW Orschel-Hagen

Für das im Jahr 2035 zu errichtende UW Orschel-Hagen wird ein Kapazitätsengpass im Jahr 2045 prognostiziert. Durch die Erweiterung des UW Orschel-Hagen wird dieser Engpass gelöst.

4.1.2 Teilnetzgebiet 2

Maßnahme 16 UW Wolfschlugen

Der prognostizierte Leistungszuwachs basiert sowohl auf dem Bezugsfall als auch auf dem Einspeisefall. Für die Dimensionierung der HS/MS-Betriebsmittel stellt die bestimmende Auslegungsgröße im Teilnetzgebiet 1 die Bezugsleistung, also den Verbrauchsfall, dar. Dies basiert auf der Prognose zum starken Hochlauf der Wärmepumpen und E-Ladesäulen. Für die Übergaben, die das Teilnetzgebiet 2 versorgen, wird ein Kapazitätsengpass für das Jahr 2026 prognostiziert. Nach aktuellem Stand zur technischen Prüfung kann eine Leistungserhöhung aus einem bestehenden Umspannwerk der Netze BW GmbH realisiert werden. Für die Leistungserhöhung werden hierbei mehrere Leitungen zwischen dem bestehenden Umspannwerk der Netze BW GmbH sowie einer noch zu errichtenden Schwerpunktstation in Wolfschlugen verlegt. Die Inbetriebnahme dieser ersten Teilmaßnahme ist für das Jahr 2029 geplant. Im Anschluss werden durch eine zweite Maßnahme der Standort und die Schwerpunktstation in ein Umspannwerk aufgerüstet. Hierfür werden zu einem noch zu errichtenden Umspannwerk der Netze BW GmbH weitere leistungsstarke Leitungen verlegt. Die Inbetriebnahme der zweiten Teilmaßnahme ist für das Jahr 2037 geplant.

4.1.3 Teilnetzgebiet 3

Maßnahme 13 UW Bad Urach

Das Teilnetzgebiet 3 wird aus dem Umspannwerk Dettingen versorgt, welches durch die Netze BW GmbH betrieben wird. Der prognostizierte Leistungszuwachs basiert sowohl auf dem Bezugsfall als auch auf dem Einspeisefall. Im Teilnetzgebiet 3 überschreitet die langfristig prognostizierte Einspeiseleistung zwar die Bezugsleistung, jedoch ergibt sich für beide Berechnungsfälle die Notwendigkeit zur Errichtung eines Umspannwerkes für das Stadtgebiet Bad Urach.
Ein Engpass, also eine Überschreitung der vertraglich zugesicherten Bezugsleistung im Umspannwerk Dettingen, wird für das Jahr 2029 und somit ebenfalls die Notwendigkeit zur Errichtung des UW Bad Urach prognostiziert. Die FairNetz GmbH befindet sich in der Vorprojektierung des Umspannwerkes. Hierbei werden geeignete Flächen lokalisiert, um im nächsten Schritt auf die Eigentümer zuzugehen und die notwendigen Prozesse für den Arten- und Umweltschutz anstoßen zu können. Nach aktueller Einschätzung ist mit einer Inbetriebsetzung des Umspannwerkes nicht vor dem Jahr 2035 zu rechnen.

4.1.4 Teilnetzgebiet 4

Maßnahme 14 Erweiterung Übergabeleistung Hengen
Maßnahme 15 UW Donnstetten 2

Die Besonderheit in diesem Teilnetzgebiet ist, dass durch die ländliche Prägung das Potenzial der Erzeugung aus erneuerbaren Energien die prognostizierte Verbrauchslastspitze überschreitet. Bereits heute wird an den Übergaben, welche das Netzgebiet versorgen, eine höhere Spitzenleistung zurück gespeist, als bezogen wird.

Hier besteht sowohl ein Engpass im Bezugs- als auch im Rückspeisefall im vorgelagerten Mittelspannungsnetz der Netze BW GmbH. Eine Erhöhung der Leistung an den Übergaben wurde bereits bei der Netze BW GmbH angefragt und negativ beschieden.

Nach aktuellen technischen Prüfungen kann der Engpass mittels zweier Mittelspannungsleitungen, die von Hengen bis Donnstetten verlegt werden, sowie der Errichtung einer Schwerpunktstation in Hengen behoben werden. Parallel wird eine Erweiterung des durch die Netze BW GmbH betriebenen Umspannwerkes in Donnstetten vorgenommen.
Nach aktuellem Planungsstand ist mit keiner Inbetriebnahme der Maßnahme vor dem Jahr 2029 zu rechnen. Das Gebiet zwischen dem Umspannwerk Donnstetten und Hengen liegt außerhalb des Konzessionsgebietes der FairNetz GmbH, weshalb Hürden im Eigentums- und Nutzungsrecht für die Trasse zu Projektverzögerungen geführt haben.

4.2 Mittel- bis Niederspannung

Die für die Engpassvermeidung oder -minderung erforderlichen Optimierungs-, Verstärkungs-, Erneuerungs- und Ausbaumaßnahmen je Zeitraum, werden wie in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst dargestellt. Unterschieden wird in Leitungsmaßnahmen (Kabel und Freileitungen) und Anlagenstandorte.

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf in [Mio. Euro]	
2025 bis 2030 (T+5)	NE 5: MS-Leitungen	203 km	125	193
	NE 6: MS/NS UW	376 Stk.	38	
	NE 7: NS-Leitungen	122 km	30	
2031 bis 2035 (T+10)	NE 5: MS-Leitungen	171 km	66	130
	NE 6: MS/NS UW	141 Stk.	5	
	NE 7: NS-Leitungen	234 km	59	
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 5: MS-Leitungen	308 km	123	218
	NE 6: MS/NS UW	208 Stk.	8	
	NE 7: NS-Leitungen	335 km	87	
Gesamt	NE 5: MS-Leitungen	682 km	541	
	NE 6: MS/NS UW	725 Stk.		
	NE 7: NS-Leitungen	691 km		

Tabelle 16: Netzdimensionierende Ausbauplanung Mittel- bis Niederspannung

Im Maßnahmenplan werden alle ermittelten Maßnahmen bis zum Jahr 2030 (NS – MS) die zur Weiterentwicklung, Erneuerung und Anpassung des Stromverteilnetzes notwendig sind, aufgeführt. Die Maßnahmen werden in Form von sogenannten Sammlern zusammengefasst. Diese Sammler bündeln einzelne, hinsichtlich ihrer Art und Zielsetzung vergleichbare Maßnahmen und ermöglichen eine übergeordnete Darstellung des geplanten Netzausbaus. Sie bilden die Gesamtheit der den jeweiligen Maßnahmenkategorien zugeordneten Vorhaben ab und dienen der aggregierten Darstellung der geplanten Netzentwicklungsmaßnahmen. Die nachfolgende Gliederung unterscheidet zwischen Neubau, Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität sowie Rückbau und Altlastentsorgung. Die Sammler werden je Netzgebiet und Spannungsebene ausgewiesen.

Der Sammler Neubau umfasst die geplanten Maßnahmen zur Errichtung neuer Netzinfrastrukturen. Diese dienen der Erweiterung des bestehenden Netzes sowie der bedarfsgerechten Anpassung der Netzinfrastruktur an zukünftige Anforderungen. Die

Maßnahmen tragen dazu bei, die erforderliche Netzkapazität bereitzustellen und die langfristige Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Der Sammler Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität umfasst Maßnahmen, bei denen bestehende Netzinfrastrukturen aufgrund ihres technischen Zustands, ihrer Auslegung oder veränderter Netzanforderungen ersetzt beziehungsweise durch Neubauten erneuert werden. Im Zuge dieser Maßnahmen wird die Übertragungskapazität gegenüber der bestehenden Infrastruktur erhöht. Ziel ist es, zusätzliche Netzkapazitäten zu schaffen und die Leistungsfähigkeit des Netzes an den zukünftigen Bedarf anzupassen.

Die Maßnahmen 31 – 38, 42 – 45 und 47 – 50 beschreiben die Projekte auf Ebene der Mittelspannung.

Die Maßnahmen 63 – 66 und 68 - 72 stellen den Neubau sowie den Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität von Ortsnetzstationen dar. Die Ersatz(neubau)-Maßnahmen ohne Erhöhung der Übertragungskapazität finden sich in den Maßnahmen 93 – 96 wieder.

Die Niederspannungsprojekte werden durch die Maßnahmen 73 – 88 (Niederspannung) beschrieben.

Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird an dieser Stelle auf eine tiefergreifende Beschreibung der Sammler je Teilnetzgebiet verzichtet. Sämtliche Maßnahmen können im Detail dem Maßnahmenplan entnommen werden.

Einzelmaßnahmen, die je Teilnetzgebiet in den Spannungsebenen MS, MS/NS und NS geplant sind, können ebenfalls dem Maßnahmenplan entnommen werden.

5. Nicht netzdimensionierender Austauschbedarf

Der nicht netzdimensionierende Ausbaubedarf umfasst Maßnahmen, die aufgrund des Alters, des baulichen Zustands oder der technischen Überalterung bestehender Anlagen erforderlich werden, ohne dabei zu einer Erhöhung der Netzkapazität beizutragen. Hierzu zählen insbesondere altersbedingte Ersatzmaßnahmen im Rahmen eines 1:1-Ersatzes, der notwendige Rückbau nicht mehr benötigter bzw. technisch überholter Anlagenteile sowie gegebenenfalls die fachgerechte Entsorgung rückgebauter Anlagenteile. Die Maßnahmen dienen der Gewährleistung eines weiterhin sicheren, zuverlässigen und ordnungsgemäßen Anlagenbetriebs. Eine netzdimensionierende Wirkung bzw. eine kapazitive Erweiterung des Netzes ist mit diesen Maßnahmen nicht verbunden.

Im Maßnahmenplan werden diese als Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität ausgewiesen.

Zeitraum	erwarteter Ausbaubedarf in [Mio. Euro]
2025 bis 2030 (T+5)	86,8
2031 bis 2035 (T+6 bis T+10)	62,4
2036 bis 2045 (Zielnetz)	115,6

Tabelle 17: Nicht netzdimensionierender Austauschbedarf – Teilnetzgebiet 1

Zeitraum	erwarteter Ausbaubedarf in [Mio. Euro]
2025 bis 2030 (T+5)	2,4
2031 bis 2035 (T+6 bis T+10)	2,1
2036 bis 2045 (Zielnetz)	4,1

Tabelle 18: Nicht netzdimensionierender Austauschbedarf – Teilnetzgebiet 2

Zeitraum	erwarteter Ausbaubedarf in [Mio. Euro]
2025 bis 2030 (T+5)	5,7
2031 bis 2035 (T+6 bis T+10)	3,7
2036 bis 2045 (Zielnetz)	6,4

Tabelle 19: Nicht netzdimensionierender Austauschbedarf – Teilnetzgebiet 3

Zeitraum	erwarteter Ausbaubedarf in [Mio. Euro]
2025 bis 2030 (T+5)	3,3
2031 bis 2035 (T+6 bis T+10)	2,3
2036 bis 2045 (Zielnetz)	3,9

Tabelle 20: Nicht netzdimensionierender Austauschbedarf – Teilnetzgebiet 4

6. Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen

6.1 Bedarf an Systemdienstleistungen

Bislang wurde der Blindleistungsbedarf der 110-kV-Netze mit Hilfe des Übertragungsnetzbetreibers sowie durch den Einsatz von Drosselspulen gedeckt. Zukünftig sollen die zur Spannungshaltung erforderlichen Blindleistungsbedarfe u. a. durch marktliche Beschaffung bereitgestellt werden. Hier wird davon ausgegangen, dass die marktlich zu beschaffende Blindleistung lediglich für die Hochspannungsebene berechnet wird. Die Netze BW GmbH hat in Kooperation mit dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber bereits ein Projekt initiiert, um marktlich zu beschaffende Blindleistung zu quantifizieren. Auf Basis der hier resultierenden Ergebnisse wird anschließend bewertet, in welcher Form eine Bedarfsermittlung für das Netz der FairNetz GmbH sinnvoll möglich ist. Der marktliche Blindleistungsbedarf findet sich demnach in der Auswertung des 110-kV-Netzes der Netze BW GmbH wieder.

6.2 Flexibilitätsdienstleistungen

Der künftige Einsatz von Flexibilitätsdienstleistungen und deren Auswirkungen auf den Netzausbau kann zum aktuellen Zeitpunkt nicht qualitativ und quantitativ bewertet werden. Hintergrund ist, dass sich die technische Einbringung dieser Flexibilitäten sowie die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen aktuell noch in der Forschungsphase bzw. in der regulatorischen Ausgestaltung befinden.

Zu berücksichtigen ist jedoch, dass der ermittelte Ausbaubedarf auf der Annahme beruht, dass Großbatteriespeicher und Kleinbatteriespeicher netzneutral in das Stromnetz eingebunden und betrieben werden. Demnach wird eine Teilnahme am Energie- und Regelmarkt durch den Betreiber unterstellt, welche auf das lokale Verteilnetz nicht spitzenlast- und spitzeneinspeisungserhöhend wirkt.

Die FairNetz GmbH bietet bereits heute flexible Netzanschlussvereinbarungen (Flexible Connection Agreements – FCAs) für Anlagenbetreiber an der Mittelspannung an. Immer häufiger können auf Basis von knappen Netzkapazitäten angefragte Großanlagen nicht mit der gewünschten Netzanschlussleistung angeschlossen werden. Hintergrund ist hierbei meistens, dass die Leistung nicht zu jedem Zeitpunkt im Jahr zur Verfügung steht. Die FCAs bieten flexiblen Anlagenbetreibern die Möglichkeit, bei zu knappen Netzkapazitäten ihren Anschluss trotzdem zu realisieren und die noch zur Verfügung stehenden Netzkapazitäten zu nutzen. Die angebotenen FCAs stellen keine Beschaffung von Flexibilitäten nach §14c EnWG dar.

In Abbildung 1 wird hierbei erläutert, wie Anschlussnehmer ihren Netzbezug zeitlich steuern und bestehende Kapazitäten im Netz nutzen können. Zum aktuellen Zeitpunkt hat kein Speicherbetreiber einem flexiblen Netzanschlussvertrag in unserem Netzgebiet zugestimmt. Hintergrund ist hierbei, dass an anderen Anschlusspunkten mit noch bestehenden Kapazitäten die Investition zur Realisierung als wirtschaftlicher und risikoarmer eingestuft wird und demnach diese Standorte bevorzugt projektiert werden. In den nächsten fünf Jahren geht die FairNetz GmbH jedoch von einer Zunahme der Anschlüsse, die unter FCAs realisiert werden, aus.

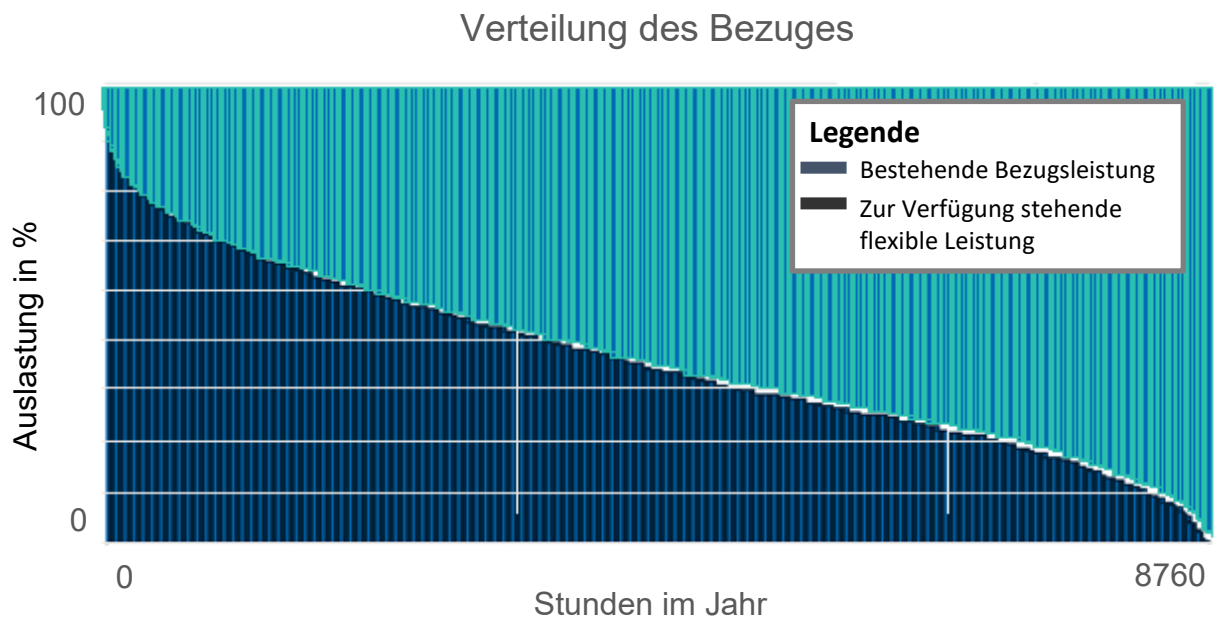


Abbildung 7: Flexibilitätsnutzung zur höheren Auslastung von Netzen

Die Anwendung von FCAs ist lediglich bei Mittelspannungskunden möglich.
Im Netzgebiet der FairNetz GmbH kommt es jedoch immer häufiger zu einspeisebedingten Engpässen, auch auf den unteren Spannungsebenen. Dies führt dazu, dass installierte Kleinbatteriespeicher, die zur Direktvermarktung und demnach zur Netzeinspeisung angefragt werden, wie die angefragten PV-Anlagen, nicht zur Netzeinspeisung genehmigt werden können.
Der Grund hierfür ist, dass an wenigen Zeitpunkten im Jahr die Speicher die Netzeinspeisung der PV-Anlagen erhöhen könnten.
Speicher haben jedoch den Vorteil, dass der Zeitpunkt der Netzeinspeisung flexibilisiert werden kann.

Auf Basis dessen entwickelt die FairNetz GmbH ein gesondertes Verfahren für flexible Einspeiser, welches die Einspeisung zu unkritischen Zeitpunkten ermöglichen soll. Diese

Möglichkeit wird es für Kleinbatteriespeicher sowie Ladesäulen mit bidirektionalem Laden geben.

Zur sicheren Einbindung dieser Anlagen entwickelt die FairNetz GmbH einen weiteren netzdimensionierenden Berechnungsfall in der Anschlussprüfung. Dieser wird die Einspeisung durch flexible Einspeiser außerhalb der PV-Einspeisezeitfenster abbilden.

6.3 Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG

Um den Netzausbaubedarf zu reduzieren, gibt es seit 2016 nach § 11 Abs.2 EnWG die Möglichkeit, ein gezieltes Abregeln von Einspeisespitzen im Rahmen der Netzplanung zu berücksichtigen. Diese sogenannte Spitzenkappung kann jeder Netzbetreiber nur auf die jeweils unmittelbar an das eigene Netz angeschlossenen Wind- und PV-Anlagen anwenden. Die Betrachtung wurde nach dem FNN-Hinweis „Spitzenkappung – Ein neuer planerischer Freiheitsgrad“ mit bundeseinheitlichen Reduktionsfaktoren durchgeführt. Hierbei können Windkraftanlagen mit 87 % ihrer Nennleistung und PV-Anlagen mit 70 % ihrer Modulleistung begrenzt werden. [3]
Nach Auswertung der aktuellen Ergebnisse führt eine Spitzenkappung der Erzeugungsleistung nicht zu einer Reduktion des Netzausbaubedarfs in der HS-, HS/MS- und MS-Ebene. Hintergrund ist hierbei, dass durch die angesetzten Gleichzeitigkeitsfaktoren im Einspeisefall sowie die Berücksichtigung der Grundlasten die Rückspeisespitzen unterhalb der prognostizierten Lastspitzen liegen.
Zudem ist es zukünftig deutlich wahrscheinlicher, dass PV- und Windanlagen mit Speichern in Co-Location betrieben werden und die Einspeisung demnach markt- und netzdienlicher erfolgen kann.

7. Einordnung des Netzausbauplans

Gerne möchte die FairNetz GmbH die Möglichkeit nutzen, den ermittelten Netzausbaubedarf nach NAP26 zusammengefasst einzuordnen.

7.1 Vergleich der Ergebnisse zum NAP24

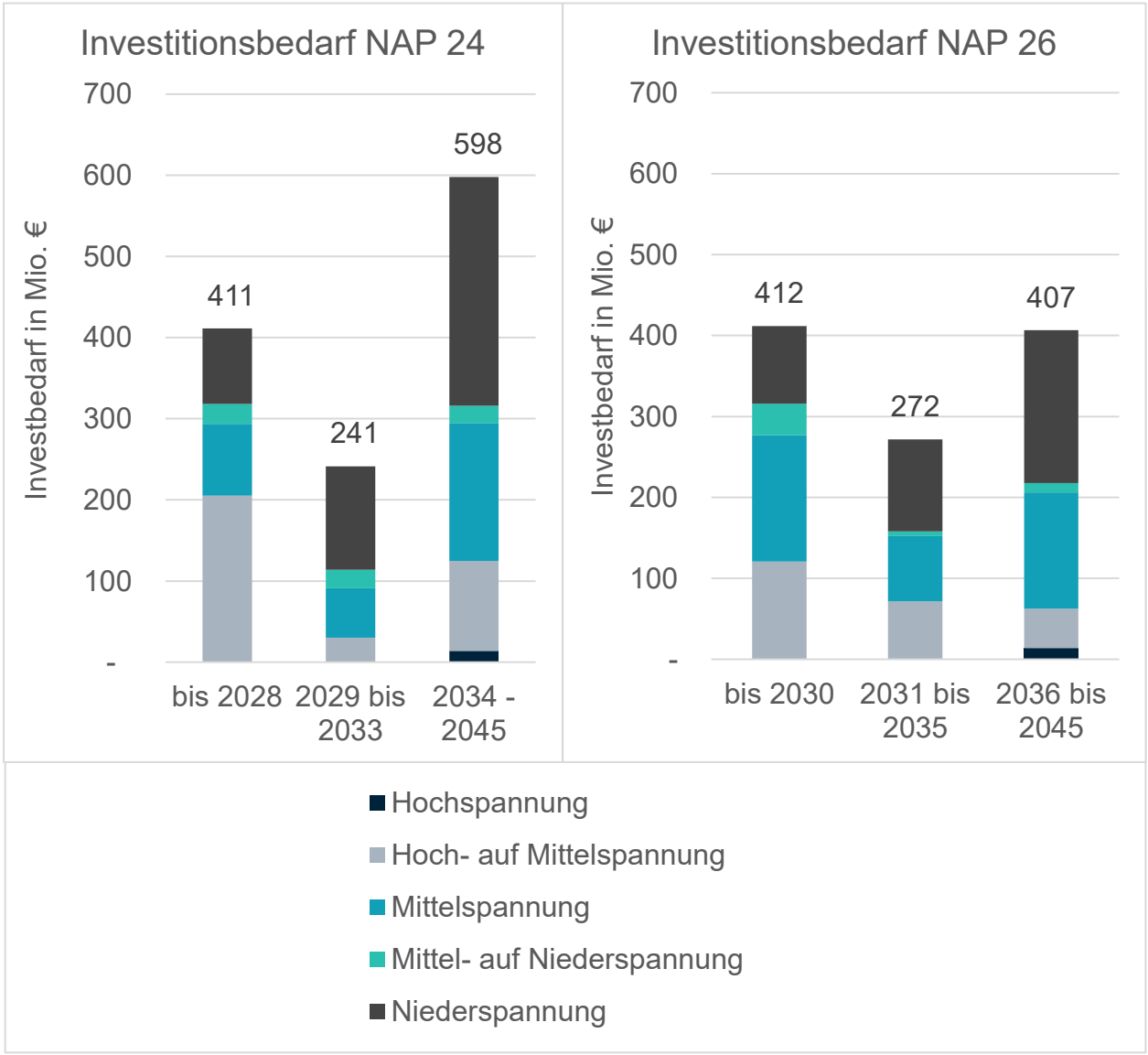


Abbildung 8: Vergleich des Investitionsbedarfs nach NAP26 mit NAP24

Die Abbildung 8 zeigt einen deutlichen Unterschied zwischen den im Netzausbauplan 2024 (NAP 24) ausgewiesenen Investitionen und dem aktuellen Investitionsbedarf des Netzausbauplans 2026 (NAP 26). Im NAP 24 wurden bis t+5 Investitionen von rund 411 Mio. € und für den Zeitraum t+6 bis t+10 weitere 241 Mio. € ermittelt. Für den anschließenden Zeitraum von t+11 bis 2045 wurde ein zusätzlicher Investitionsbedarf von rund 598 Mio. € ausgewiesen. In Summe ergeben sich demnach Kosten von 1.250 Mio. € nach NAP24.
Im NAP 26 hingegen liegt der Investitionsbedarf bis t+5 mit rund 410 Mio. € zunächst auf einem vergleichbaren Niveau. Für t+6 bis t+10 sinkt er auf 272 Mio. €, bevor er für den Zeitraum bis 2045 wieder auf rund 407 Mio. € ansteigt. Insgesamt fällt der im NAP 26 ausgewiesene Investitionsbedarf bis 2045 auf 1.090 Mio. € damit um rund 12,8 % geringer aus als im NAP 24.

Die im aktuellen Netzausbauplan ermittelten notwendigen Investitionen liegen unterhalb der im vorherigen Netzausbauplan ausgewiesenen Kosten. Die Reduzierung des Investitionsbedarfs ist auf mehrere methodische und planerische Anpassungen zurückzuführen. Dazu zählen insbesondere die spannungsübergreifende Planung des Netzausbaubedarfs sowie der verstärkte Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren (RONT), durch welche Spannungsschwankungen besser ausgeglichen werden können. Darüber hinaus trägt eine verbesserte Studienlage zu einer Aktualisierung der mathematischen Gleichzeitigkeitsfunktionen bei, welche ebenfalls die Vergleichzeitigung der unterschiedlichen Lastgruppen stärker berücksichtigt. Der technologische Fortschritt in der spannungsübergreifenden Netzberechnung hat demnach zu einer deutlich genaueren Ermittlung des Netzausbedarfs geführt. Ein weiterer Einflussfaktor ist die Verlagerung von Kundenanschlüssen aus der Niederspannungs- in die Mittelspannungsebene, wodurch die Belastung der Niederspannungsnetze sinkt und der erforderliche Netzausbaubedarf reduziert werden kann. Erstmalig gelang es hier Kunden, für welche ein Leistungszuwachs einen Spannungsebenenwechsel des Anschlusses erforderlich macht, auch dementsprechend zu berücksichtigen. Schließlich ist zu beachten, dass die Kosten im aktuellen NAP26 entsprechend den Vorgaben der Bundesnetzagentur ohne Inflationsanpassung ausgewiesen werden, während im vorherigen NAP24 eine Inflationsanpassung vorgenommen wurde. Die geringeren ausgewiesenen Investitionen ergeben sich somit aus dem Zusammenwirken veränderter Planungsansätze, aktualisierter Berechnungsgrundlagen und einer abweichenden Kostendarstellung.
Mit einer Inflationierung der Kosten simultan zum Jahr 2024 von durchschnittlich 2% würde sich ein Ausbaubedarf von 1.480 Mio. € nach NAP26 ergeben. Dieser läge über dem 2024 ermittelten Bedarf und spiegelt die auf die FairNetz GmbH zukommenden Investitionskosten realistischer wider.

7.2 Einordnung der Verzögerungen im Netzausbau

Es besteht eine deutliche Diskrepanz zwischen den ermittelten und den derzeit realisierbaren Inbetriebnahmezeitpunkten der Netzausbaumaßnahmen. Die Hintergründe und Ursachen dieser Abweichungen möchten wir Ihnen gerne erläutern.

Der Ausbau unserer Netzinfrastruktur ist eine langfristige und sehr anspruchsvolle Aufgabe. Obwohl der Ausbaubedarf an vielen Stellen bereits heute bekannt ist, können nicht alle Maßnahmen gleichzeitig geplant, genehmigt, finanziert und gebaut werden.
Dafür gibt es verschiedene Gründe: Neben begrenzten personellen und technischen Ressourcen müssen auch gesetzliche Vorgaben (z. B. Genehmigungsverfahren und eigentumsrechtliche Hürden) berücksichtigt werden. Darüber hinaus erfordern viele Ausbauprojekte erhebliche Investitionen, deren Finanzierung zum heutigen Zeitpunkt in Gänze noch nicht vollständig gesichert ist.

Der gesamte Investitionsbedarf für die Netzwende stellt eine enorme Sprungfunktion der benötigten Investitionsmittel für Netzbetreiber dar. Mittels Eigenkapitalzulagen, Gewinnthesaurierungen und der Aufnahme von Fremdkapital konnten bereits große Erfolge in der Finanzierbarkeit der Netzwende erzielt werden. Allerdings bestehen, neben der reinen Problematik der Finanzmittelbeschaffung, auch betriebswirtschaftliche sowie gesetzliche und regulatorische Hürden.

Häufig besteht die Erwartungshaltung, dass Netzbetreiber den erforderlichen Netzausbau kurzfristig und in beliebigem Umfang beschleunigen können. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Stromnetzbetreiber einem regulierten Geschäftsmodell unterliegen und ihre Erlöse durch die Regulierungsbehörde vorgegeben werden. Zusätzliche Investitionen führen daher nicht unmittelbar zu höheren Einnahmen.

Die notwendigen Ausgaben für Planung, Materialbeschaffung, Bauleistungen und Betriebsmittel müssen zunächst vorfinanziert werden, was regelmäßig eine Erhöhung der Fremdkapitalaufnahme und damit eine steigenden Verschuldung nach sich zieht. Eine sprunghafte Ausweitung des Netzausbaus ist deshalb nicht nur durch technische, personelle und materielle Ressourcen begrenzt, sondern auch durch die wirtschaftliche Tragfähigkeit und Finanzierbarkeit des regulierten Netzbetriebs. Die regulatorische Anerkennung und Refinanzierung der Investitionen erfolgt regelmäßig zeitversetzt und kann die kurzfristig entstehenden Finanzierungserfordernisse nicht vollständig darstellen.

Ab 2029 wendet die Bundesnetzagentur eine pauschalierte Methode zur Ermittlung der Netzkapitalverzinsung an. Dieser pauschale Ansatz ist unbürokratischer als das bisherige Verfahren, birgt jedoch das Risiko, dass reale Marktbedingungen nicht abgebildet werden.
Unterschreitet dieser Eigenkapitalzinssatz die Zinsen am Kapitalmarkt, überschreitet die reale Finanzierung die Finanzrückflüsse und Kapital kann unter diesen Bedingungen nicht aufgenommen werden. Gerade in volatilen Zeiten am Finanzmarkt hemmt dies die Investitionsmöglichkeiten.

Dementsprechend können Netzbetreiber weder ihre Entgelte eigenständig anheben noch können die Gesellschafter neues Eigenkapital in der notwendigen Höhe bereitstellen.
Als FairNetz GmbH haben wir uns entschieden mit der Situation möglichst transparent umzugehen. Die aufgeführte Problematik besteht branchenweit und betrifft demnach alle Netzbetreiber.

Die FairNetz GmbH ist zuversichtlich, dass die Politik auf Bundes- und Landesebene gemeinsam mit der Bundesnetzagentur, welche für die Regulierung und demnach die Erlöse der Netzbetreiber verantwortlich ist, geeignete Rahmenbedingungen und Finanzierungsinstrumente für die Zukunft schaffen werden. Hierbei ist ebenfalls das Spannungsfeld, in welchem sich die Bundesnetzagentur befindet, bei der Festlegung einer zukunftsorientierten Regulierung zu nennen. Dieses besteht in der Anforderung keine Erhöhung der Stromnetzentgelte zu verursachen und parallel den Rahmen für einen schnellen bedarfsorientierten Netzausbau zu ermöglichen.
Der Ausbau der Netzinfrastruktur ist eine zentrale Voraussetzung für die Energiewende und die zuverlässige Versorgung von Bürgerinnen, Bürgern und Unternehmen.
Auch wenn heute noch nicht für alle Vorhaben die Finanzierung, Personal- und Betriebsmittelverfügbarkeiten abschließend geklärt sind, arbeiten wir kontinuierlich daran, die erforderlichen Maßnahmen vorzubereiten und umzusetzen.

Die Enttäuschung von betroffenen Anlagenbetreibern einer Erzeugungsanlage, welche lediglich unter Anwendung einer Nulleinspeisung ans Netz angeschlossen werden können, sind für uns vollkommen nachvollziehbar.
Wir hoffen deshalb Ihr Verständnis geweckt zuhaben, warum eine belastbare Freigabe der Netzkapazität erst dann gegeben werden kann, wenn die erforderlichen Maßnahmen technisch geplant, genehmigt und in ihrer Umsetzung hinreichend gesichert ist.
Die FairNetz GmbH möchte keine Zusagen machen, die später nicht verlässlich eingehalten werden können. Sobald eine Einspeisung möglich ist, werden betroffene Kundinnen und Kunden, deren PV-Anlage mit Nulleinspeisung betrieben wird, durch die FairNetz GmbH informiert.

Es ist keinesfalls unser Anliegen, den Netzausbau in Frage zu stellen, sondern ein realistisches Verständnis für die Rahmenbedingungen und die Grenzen der Verantwortlichkeiten zu schaffen, unter denen Netzbetreiber handeln. Der notwendige Netzausbau kann nur in dem Tempo umgesetzt werden, welches unter Berücksichtigung von Finanzierbarkeit, Ressourcenverfügbarkeit und regulatorischen Vorgaben nachhaltig leistbar ist. Vor diesem Hintergrund möchten wir für eine realistische Erwartungshaltung werben.

7.3 Ausblick

Sensitivitätsszenario

Als ergänzende Betrachtung zum Netzausbauplan wird ein Sensitivitätsszenario untersucht, das von einem langsameren Hochlauf der relevanten Technologien ausgeht.

Die Verstetigung des Hochlaufes orientiert sich hierbei an den EU-Zielen (u. a. dem European Green Deal) und demnach am Erreichen der Klimaneutralität im Jahr 2050. Die absoluten Kennzahlen für den Hochlauf der Technologie zur Erreichung der Klimaneutralität sind hierbei unverändert und entsprechen dem Basisszenario des NEP. Ziel der Sensitivitätsanalyse ist es, die Auswirkungen eines verzögerten Technologiehochlaufs sowie den möglichen Einsatz netzbetrieblicher Maßnahmen zur Reduzierung des erforderlichen Netzausbaus zu bewerten.

Im Rahmen der Sensitivitätsbetrachtung wird zunächst der Einsatz von Lastmanagement gemäß § 14a EnWG untersucht. Dabei wird angenommen, dass das Dimmen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen nicht nur als Übergangslösung bis zum erfolgreichen Netzausbau angewandt wird, sondern als langfristiges Mittel zur Reduzierung des Netzausbaus herangezogen werden darf. Hintergrund ist hierbei, dass davon auszugehen ist, dass nur bei langanhaltenden Kälteperioden und unter gleichzeitig höherer benötigter Ladeleistung eine Dimmung notwendig wäre. Da bis 2045 mit einer flächendeckenden Steuerung im Niederspannungsnetz gerechnet werden kann, ist davon auszugehen, dass in diesem statistischen Grenzfall ein Dimmen ohne spürbare Komforteinbuße für Endkunden sinnvoll anwendbar ist.

Ebenfalls wird untersucht, wie die Spitzenkappung von PV-Anlagen zu einer Reduktion des Netzausbaus führen kann. Hintergrund ist bei dieser Annahme ebenfalls die Prognose, dass auf Basis hoher PV-Einspeisungen in der Zukunft und einer Direktvermarktung dieser, in Kombination mit einem Speicher eine Optimierung hausintern angereizt wird. Eine Spitzenkappung bedeutet demnach nicht zwangsläufig, dass der Netzbetreiber real steuernd wirken muss, sondern dass ggf. das Marktsignal bereits eine Optimierung der Anlagen auf diesen Betriebspunkt mit sich bringt.
Ebenfalls wird ermittelt, inwiefern sich die prognostizierten Großbatteriespeicher netzdienlich auf die Auslastungen von Umspannwerken auswirken können und somit auf dieser Ebene zu einer Reduktion des Netzausbaubedarfes beitragen können.

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse dienen dazu, die Auswirkungen der betrachteten Annahmen und Maßnahmen auf den erforderlichen Netzausbau zu bewerten und mögliche planerische Handlungsspielräume für die zukünftige Netzgestaltung aufzuzeigen.

Task Force Netzausbaubeschleunigung Baden-Württemberg

Dass der aktuelle Netzausbau mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien und dem Zubau neuer leistungsstarker Verbraucher nicht Schritt halten kann, wurde bereits politisch erkannt.

Auf Basis dieser Diskrepanz hat die Landesregierung Baden-Württemberg die Task Force Netzausbaubeschleunigung eingerichtet.
Das übergeordnete Ziel ist es, Netzkapazitäten bedarfsorientiert wieder zur Verfügung stellen zu können. Hierbei steht besonders die Beschleunigung des Netzausbaus, also eine Minimierung der Realisierungsdauer von Netzausbauprojekten, wodurch ein Abbau

bestehender Netzengpässe ermöglicht werden soll, im Vordergrund. Zudem wird die bessere Nutzung vorhandener Netze zur Ermöglichung zusätzlicher Netzanschlüsse und einer Reduktion von Einschränkungen bei Netzanschlussanfragen betrachtet.
Hierbei sollen rechtliche, genehmigungsrechtliche, wirtschaftliche, administrative und praktische Hemmnisse beleuchtet werden, um Lösungsansätze zu identifizieren.
Die FairNetz GmbH begrüßt ausdrücklich diese Initiative und beteiligt sich demnach aktiv in der Task Force.

8. Stellungnahmen

Vom 02.11.2026 bis 30.11.2026 besteht auf VNBdigital die Möglichkeit, eine Stellungnahme zum vorliegenden Netzausbauplan einzureichen.
Die FairNetz GmbH behält sich das Recht vor, sachfremde oder unangemessene Stellungnahmen nicht zu veröffentlichen.

Literaturverzeichnis

[1] "FNN Hinweis - Spitzenkappung ein neuer planerischer Freiheitsgrad"; Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), „VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.," 02 2017. [Online]. Available: https://www.vde.com/resource/blob/1578210/285c23868325c8e31c60d81ebb0b2967/vde-fnn-hinweis--spitzenkappung--data.pdf.

[2] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V., „fnb-gas," 15 11 2023. [Online]. Available: https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/.

[3] "Regionalszenario SÜDWEST - Planungsregion SÜDWEST"; Planungsregion SÜDWEST, „abgerufen auf VNBdigital," 30 06 2023. [Online]. Available: https://www.vnbdigital.de/gateway/files?serviceName=vnb&fileId=649bcfc39b70ff2ebcf83e0c&preview=1.