

NETZAUSBAUPLAN 2024

der FairNetz GmbH

Stand 30.04.2024

IMPRESSUM:

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

© FairNetz GmbH



GUT VERNETZT. SICHER VERSORGT.

Inhaltsverzeichnis

I	Abbildungsverzeichnis	- 4 -
II	Tabellenverzeichnis	- 5 -
III	Abkürzungsverzeichnis	- 6 -
1.	Einleitung	7
1.1	Allgemeine Struktur des NAP	7
1.2	Gesetzlicher Rahmen	8
1.3	Versorgungsaufgabe und Versorgungsgebiet	9
1.4	Netzkarten	10
2.	Planungsgrundlagen	10
2.1	Methodik zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs	11
2.2	Strombezug	15
2.2.1	Konventionelle Last	16
2.2.2	Haushaltswärmepumpen	18
2.2.3	Elektromobilität	20
2.2.4	Industrie	21
2.2.5	Gewerbe, Handel und Dienstleistung	21
2.2.6	Power-to-Gas	22
2.2.7	Power-to-Heat	22
2.2.8	Flexibilisierung der Nachfrageseite	22
2.2.9	Flexibilitäten in der Industrie und GHD	23
2.3	Erzeugung	23
2.4	Speicheranlagen	27
2.4.1	Kleinbatteriespeicher	28
2.4.2	Großbatteriespeicher	28
2.4.3	Pumpspeicherkraftwerke	28
2.5	Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen	29

3. Netzausbauplanung	30
3.1 Hochspannung	30
3.1.1 Teilnetzgebiet 1	32
3.1.2 Teilnetzgebiet 2	35
3.1.3 Teilnetzgebiet 3	35
3.1.4 Teilnetzgebiet 4	35
3.2 Mittelspannung	36
3.2.1 Teilnetzgebiet 1	36
3.2.2 Teilnetzgebiet 2	39
3.2.3 Teilnetzgebiet 3	40
3.2.4 Teilnetzgebiet 4	41
3.3 Niederspannung	42
4. Erläuterung zu den Netzkarten	43
5. Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen	44
5.1 Bedarf an Systemdienstleistungen	44
5.2 Flexibilitätsdienstleistungen	44
6. Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG	45
7. Stellungnahmen	45
Literaturverzeichnis	46
Anhang	47
1. Netzkarte § 14d Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 EnWG – Teilnetzgebiet 1	47
2. Netzkarte § 14d Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 EnWG – Teilnetzgebiet 2	73
3. Netzkarte § 14d Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 EnWG – Teilnetzgebiet 3	78
4. Netzkarte § 14d Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 EnWG – Teilnetzgebiet 4	83
5. Maßnahmentabelle	88

I **Abbildungsverzeichnis**

Abbildung 1: Vorgehen zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs auf Umspannwerkebene HS/MS	12
Abbildung 2: Vorgehen zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs auf Mittelspannungsebene	13
Abbildung 3: Vorgehen zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs auf MS/NS-Ebene und Niederspannungsnetzebene	14
Abbildung 4: Entwicklung der konventionellen Last im Versorgungsgebiet der FairNetz	16

II Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Entwicklung des relevanten Verbrauchs für das Netzgebiet der FairNetz aus dem Regionalszenario der Planungsregion SÜDWEST	15
Tabelle 2: Installierte Haushaltswärmepumpen-Leistung in kW in den Teilnetzgebieten der FairNetz.....	18
Tabelle 3: Installierte Leistung der privaten Elektro-PKW-Ladesäulen in den Teilnetzgebieten der FairNetz.....	20
Tabelle 4: Prognose zur hinzukommenden Leistung des Industriesektors in kW	21
Tabelle 5: Prognose zur hinzukommenden Leistung des GHD-Sektors in kW	21
Tabelle 6: Elektrische Leistung in kW der Power-to-Heat Anlagen in den Teilnetzgebieten der FairNetz.....	22
Tabelle 7: Entwicklung der Erzeugungsleistung für das Netzgebiet der FairNetz aus dem Regionalszenario der Planungsregion SÜDWEST in MW	24
Tabelle 8: Installierte PV-Aufdachanlagen-Leistung in kW in den Teilnetzgebieten der FairNetz.....	24
Tabelle 9: Installierte PV-Freiflächenanlagen-Leistung in kW in den Teilnetzgebieten der FairNetz.....	24
Tabelle 10: Installierte Biomasse-/Biogasanlagen-Leistung in kW in den Teilnetzgebieten der FairNetz.....	25
Tabelle 11: Installierte Laufwasserkraftanlagen-Leistung in den Teilnetzgebieten der FairNetz.....	25
Tabelle 12: Entwicklung der Speicherleistung für das Netzgebiet der FairNetz aus dem Regionalszenario der Planungsregion SÜDWEST in MW	27
Tabelle 13: Installierte Kleinbatteriespeicher-Leistung in kW in den Teilnetzgebieten der FairNetz.....	28
Tabelle 14: Aggregierte Maßnahmen auf HS- und HS/MS-Ebene	30
Tabelle 15: Aggregierte Maßnahmen auf MS- und MS/NS-Ebene	36
Tabelle 16: Aggregierte Maßnahmen auf MS- und MS/NS-Ebene	42

III Abkürzungsverzeichnis

BDEW - BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

BNetzA - Bundesnetzagentur

EnWG - Energiewirtschaftsgesetz

HöS - Höchstspannung

HS - Hochspannung

MS - Mittelspannung

NAP - Netzausbauplan

NE - Netzebene

NEP - Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber

NNB - Nachgelagerter Netzbetreiber

NS - Niederspannung

NVNB - Nachgelagerter Verteilnetzbetreiber

ONS - Ortsnetzstation (Netzebene 6)

PR - Planungsregion

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 oder 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 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 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 diesen 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 als Verteilnetzbetreiber vor die Herausforderung, die Netze schneller auf den Wandel vorzubereiten.

Der hier vorliegende Netzausbauplan 2024 (NAP 2024) beschreibt auf Basis der zu Grunde liegenden Prognosen des Hochlaufes künftiger Verbrauchs- und Erzeugungsstrukturen den Netzausbaubedarf für das durch die FairNetz betriebene Netzgebiet. Hierdurch wird ein langfristig strategischer Netzausbau gewährleistet.

1.1 Allgemeine Struktur des NAP

Die Struktur des NAP 2024 baut auf den neuen gesetzlichen Anforderungen sowie dem BDEW-Leitfaden für Netzausbaupläne auf. In Kapitel 1 wird der gesetzliche Rahmen sowie die Einhaltung dessen bei der Erstellung des NAP 2024 aufgewiesen. Ebenfalls wird die Versorgungsaufgabe der FairNetz sowie deren Teilnetzgebiete beschrieben. In Kapitel 2 wird die Ermittlung der Prognosen der netzausbaurelevanten Kennzahlen erläutert. Das Kapitel beschäftigt sich ebenfalls mit den generellen netzplanerischen Ansätzen und angewandten Methoden. Kapitel 3 bildet die ermittelten Ergebnisse des NAP 2024 mit den Netzausbaumaßnahmen unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten ab.

Zum besseren Verständnis der ermittelten Netzkarten werden diese in Kapitel 4 genauer erläutert. Kapitel 5 weist den künftigen Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen der FairNetz aus.

In Kapitel 6 wird die Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG erläutert sowie deren Anwendung durch die FairNetz. Das Vorgehen zu den möglichen Stellungnahmen wird in Kapitel 7 dargelegt.

1.2 Gesetzlicher Rahmen

Stromverteilnetzbetreiber mit über 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden sind gemäß § 14d Energiewirtschaftsgesetz (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 will. 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 2024) der FairNetz basiert auf dem [Regionalszenario](#) der Planungsregion SÜDWEST vom Juni 2023. Netzkunden können auf [VNBdigital](#) Zeitraum vom 1. Mai bis zum 31. Mai 2024 zu diesem Netzausbauplan eine Stellungnahme einreichen.

1.3 Versorgungsaufgabe und Versorgungsgebiet

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 sowie 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 betriebene Umspannwerke dar. Insgesamt betreibt die FairNetz fünf 110/10-kV-Umspannwerke sowie ein 30/10-kV-Umspannwerk. Des Weiteren wird ein Teil des Netzes über Anschlüsse singulär aus den Umspannwerken oder aus dem MS-Netz der Netze BW versorgt. Das MS-Netz, mit einer Spannung von 30-, 20- und 10-kV erstreckt sich auf eine Länge von 941 km. An das MS-Netz sind 1.235 Umspannstationen angeschlossen, welche sich in Ortsnetz- sowie Kundenstationen unterteilen. Das NS-Netz weist eine Länge von 2.567 km inklusive der Hausanschlussleitungen auf. Die spezifischen Besonderheiten die in den Teilnetzgebieten berücksichtigt werden, werden je Verbrauchergruppe und Teilnetzgebiet in den Folgekapiteln beleuchtet.

Das Netzgebiet der FairNetz 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 betrieben wird, elektrisch miteinander verbunden. Alle Teilnetzgebiete liegen in Baden-Württemberg und sind der Planungsregion SÜDWEST zuzuordnen.

Teilnetzgebiet 1

Das erste Teilnetzgebiet umfasst das Netzgebiet der Stadt Reutlingen inklusive aller umliegenden Kommunen. Das Gebiet wird durch unterschiedliche Umspannwerke und singulären Abgängen aus durch die Netze BW betriebenen Umspannwerken oder aus Übergaben im Mittelspannungsnetz der Netze BW 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.

Eine Übersicht des Teilnetzgebietes wird im Anhang 1.a Aktuelle Netzkarte des Bestandsnetzes abgebildet.

Teilnetzgebiet 2

Das bestehende Versorgungsgebiet der Kommune Wolfschlügen wird als zweites Teilnetzgebiet abgegrenzt. Das Gebiet wird aus drei Übergabepunkten im Mittelspannungsnetz der Netze BW versorgt. Es ist elektrisch nicht über ein weiteres im Betrieb der FairNetz befindlichen Netz mit den anderen Teilnetzgebieten verbunden. Das Teilnetzgebiet kann als überwiegend ländlich kategorisiert werden. Eine Übersicht des Teilnetzgebietes wird im Anhang 2.a Aktuelle Netzkarte des Bestandsnetzes abgebildet.

Teilnetzgebiet 3

Das dritte Teilnetzgebiet umfasst das Stadtgebiet Bad Urach. Das bestehende Verteilnetz wird aktuell aus dem Umspannwerk Dettingen an der Erms, welches durch die Netze BW betrieben wird, versorgt. Es ist elektrisch nicht über ein im Betrieb der FairNetz befindliches Netz mit den anderen Teilnetzgebieten verbunden. Das Teilnetzgebiet kann als überwiegend städtisch kategorisiert werden. Eine Übersicht des Teilnetzgebietes wird im Anhang 3.a Aktuelle Netzkarte des Bestandsnetzes abgebildet.

Teilnetzgebiet 4

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 versorgt. Es ist elektrisch nicht über ein im Betrieb der FairNetz befindliches Netz mit den anderen Teilnetzgebieten verbunden. Ebenfalls handelt es sich bei dem Teilnetzgebiet 4 um das einzige Mittelspannungsnetz, welches mit einer Spannung von 20 kV betrieben wird. Das Teilnetzgebiet kann als ländlich kategorisiert werden. Eine Übersicht des Teilnetzgebietes wird im Anhang 4.a Aktuelle Netzkarte des Bestandsnetzes abgebildet.

1.4 Netzkarten

Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wird an dieser Stelle auf das Einfügen der Netzkarten wie in § 14d Abs.4 S.1 Nr. 1 EnWG gefordert, verzichtet. Die Netzkarten finden sich alle im Anhang wieder.

In den Karten werden hierbei die abzubildenden Spannungsebenen vom Hochspannungsnetz (NE 3), über die HS/MS-Umspannwerke (NE 4), das Mittelspannungsnetz (NE 5) und die MS/NS-Umspannstationen (NE 6) gemeinsam abgebildet.

2. Planungsgrundlagen

Zur Abstimmung der Netzausbauplanung kommen die Stromverteilnetzbetreiber in sechs Planungsregionen zusammen und veröffentlichen für jede Planungsregion alle zwei Jahre ein Regionalszenario auf [VNBdigital](#). Die Prognosen zu Erzeugung und Verbrauch im Regionalszenario bilden die gemeinsame Grundlage für die Netzausbaupläne der einzelnen Netzbetreiber.

Dieser Netzausbauplan basiert auf dem [Regionalszenario](#) der Planungsregion SÜDWEST vom Juni 2023.

Das [Regionalszenario](#) der Planungsregion SÜDWEST beruht wiederum auf dem Szenariorahmen des [NEP](#) der ÜNB Version 2023. Mittels dieser Vorgehensweise kann ein synchroner und über alle Spannungsebenen auf der gleichen Datenbasis fundierender Netzausbau gewährleistet werden.

Zur besseren Übersichtlichkeit sieht die FairNetz davon ab, im hier vorliegenden NAP 2024 die zu Grunde liegenden Überlegung zur Ermittlung der Kennzahlen im NEP 2023 der Übertragungsnetzbetreiber sowie dem Regionalszenario 2023 der Planungsregion SÜDWEST aufzuführen. Diese können unmittelbar den jeweiligen verlinkten Dokumenten direkt entnommen werden.

Über die Inhalte des Regionalszenarios hinaus kann eine Berücksichtigung der technischen, regionalen oder VNB-spezifischen Besonderheiten bei der Erstellung des Netzausbauplans erforderlich sein. Diese Besonderheiten werden im folgenden NAP 2024 in geeigneter Form beschrieben.

Kapitel 2.1 beschreibt die allgemeine Methodik, mit welcher die FairNetz den Netzausbaubedarf ermittelt. Hierbei wird herausgedeutet, welches planerische Vorgehen für die Umspannebene Hochspannung zu Mittelspannung (HS/MS), der Mittelspannungsebene (MS), der Umspannebene Mittelspannung zu Niederspannung (MS/NS) sowie der Niederspannungsebene (NS) besteht.

In den darauf folgenden Unterkapiteln 2.2 Strombezug, 2.3 Erzeugung und 2.4 Speicheranlagen wird die Regionalisierung dieser auf die Teilnetzgebiete dargestellt. Da sich die Prognosen auf die einzelnen im Netzausbau zu betrachtenden Netzebenen auswirkt, wird das Vorgehen je Netzebene und Verbrauchs- bzw. Erzeugungsstrukturen erläutert.

Das Kapitel 2.5 umschreibt die Auswirkungen von Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen.

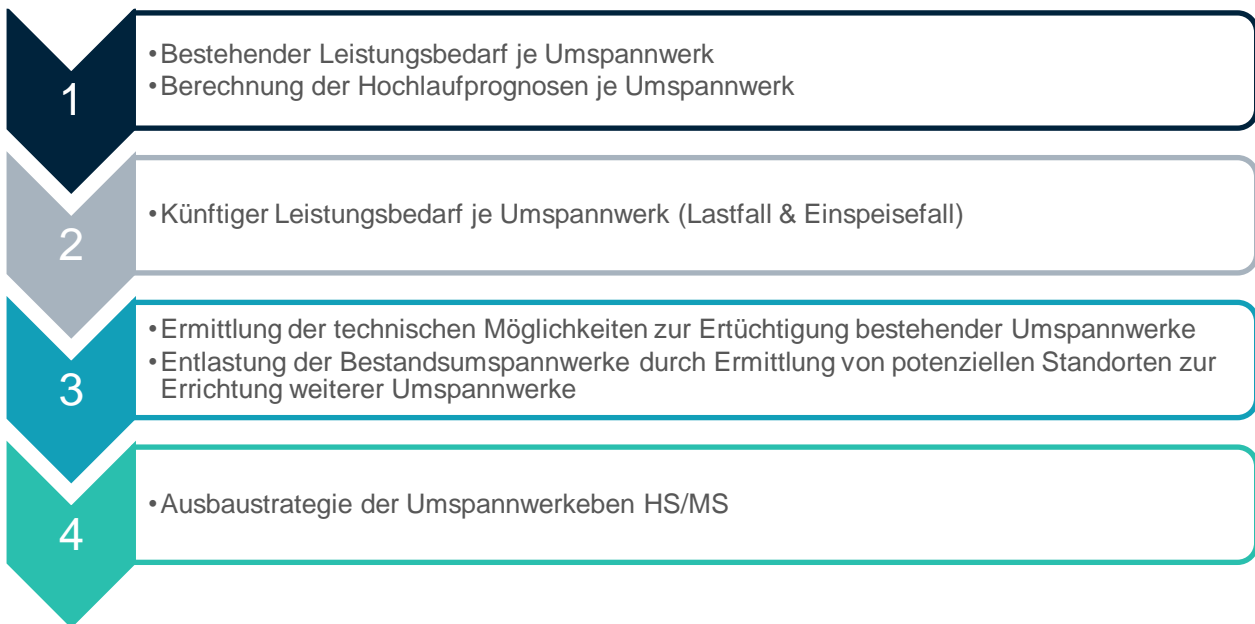
2.1 Methodik zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs

Die FairNetz bedient sich bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs verschiedener Netzberechnungstools. Hintergrund ist hierbei, dass jede Spannungsebene im Verteilnetz unterschiedliche Voraussetzungen in der Netzberechnung, der benötigten Genauigkeit und Ergebnisgüte sowie der planerischen Prozesse zum Netzausbau aufweist. Die durch die FairNetz angewandte allgemeine Methodik wird im Folgenden kurz je Spannungsebene erläutert.

Berechnung des Netzausbaubedarfs der Umspannebene HS/MS

Der Ablauf zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs der Umspannebene HS/MS kann der Abbildung 1 entnommen werden.

Abbildung 1: Vorgehen zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs auf Umspannerkebene HS/MS



Zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs auf Umspannerkebene HS/MS wird eine Berechnung des Leistungsbedarfs je Umspannwerk umgesetzt. Die Regionalisierung der hier einfließenden Größen wird in den Kapiteln 2.2, 2.3 und 2.4 genauer beschrieben. Auf Basis der Berechnungsergebnisse, 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 sowie weitere Abgänge ergänzt werden können ein. Resultat der Betrachtungen ist eine Umspannwerkeplanung, welche auf HS/MS-Ebene den künftigen Leistungsbedarf abdeckt.

Berechnung des Netzausbaubedarfs im MS-Netz

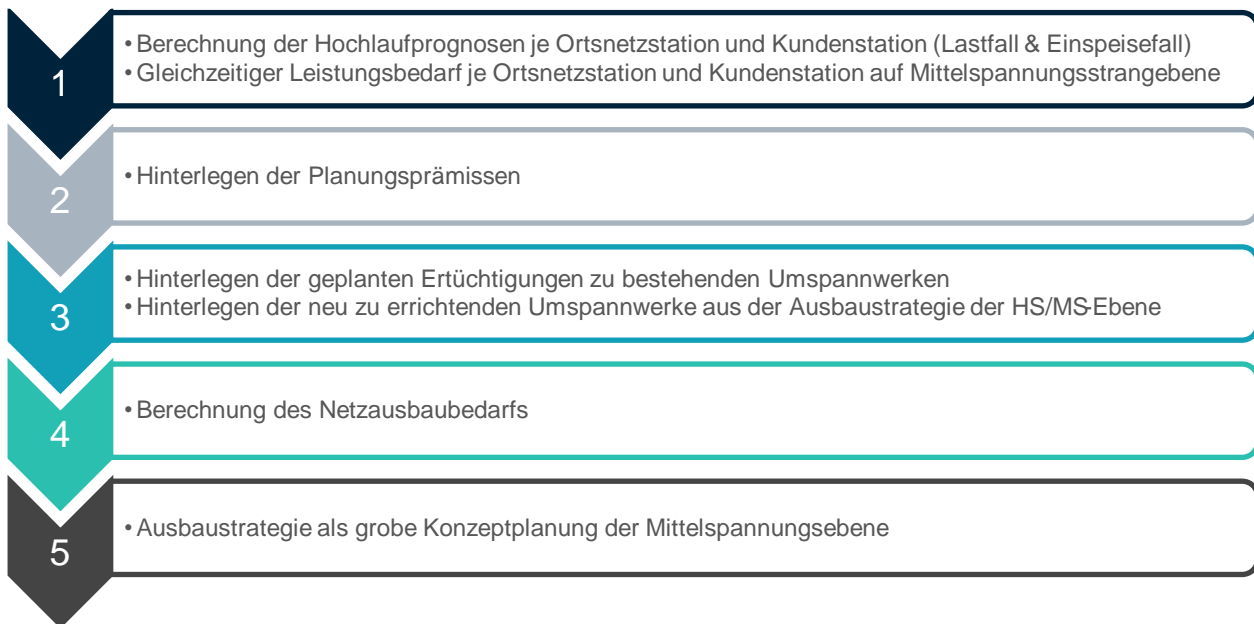
Zur Ermittlung des benötigten Netzausbaubedarfs im Mittelspannungsnetz sowie der Aufteilung der Orts- und Kundenstationen auf die künftigen Mittelspannungsstränge bedarf es einer Netzdetailplanung. Diese kann für die Masse an Maßnahmen, die bis 2045 sowie der Vielzahl an zu berücksichtigenden Prämissen, personell nicht in der Kürze der Zeit umgesetzt werden. Die Mittelspannungsdetailplanung wird sich demnach über Jahre hinziehen und bedarf regelmäßiger deutlicher Schärfungen.

Werden die in den folgenden Kapiteln aufgeschlüsselten Prognosen des Leistungsbedarfs im digitalen Zwilling des Mittelspannungsnetzes der FairNetz eingebracht, ergibt sich kein durchgängig rechenfähiges (konvergierendes) Netzmodell. Dies spiegelt den massiven Ausbaubedarf der Spannungsebene unmittelbar wider.

Ein realistisches Abbild des Netzausbaubedarfs des gesamten Mittelspannungsnetzes kann flächendeckend für die zu betrachtenden Stützjahre sowie in der Kürze der Zeit benötigten Ergebnisse nur durch Automatismen behoben werden.

Das allgemeine Vorgehen und die Einflussparameter zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs im Mittelspannungsnetz wird in Abbildung 2 kurz skizziert.

Abbildung 2: Vorgehen zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs auf Mittelspannungsebene



Die Planungsprämissen der FairNetz in Form der allgemeinen Planungs- und Betriebsgrundsätze werden als Grundlage in das Berechnungsmodell eingepflegt. Ebenfalls werden die Leistungsprognosen je Ortsnetzstation und Kundenstation, wie in den Kapiteln 2.2, 2.3 und 2.4 beschrieben, je Betrachtungsjahr hinterlegt. Die Gleichzeitigkeit wird auf Basis der Mittelspannungsstränge je Umspannwerk und der nachgelagerten Verbrauchsstruktur spezifisch je Betrachtungsjahr ermittelt. Ebenfalls werden die künftig geplanten Ertüchtigungen der Bestandsumspannwerke sowie die zu errichtenden neuen Umspannwerke aus der bestehenden Ausbaustrategie der HS/MS-Ebene hinterlegt.

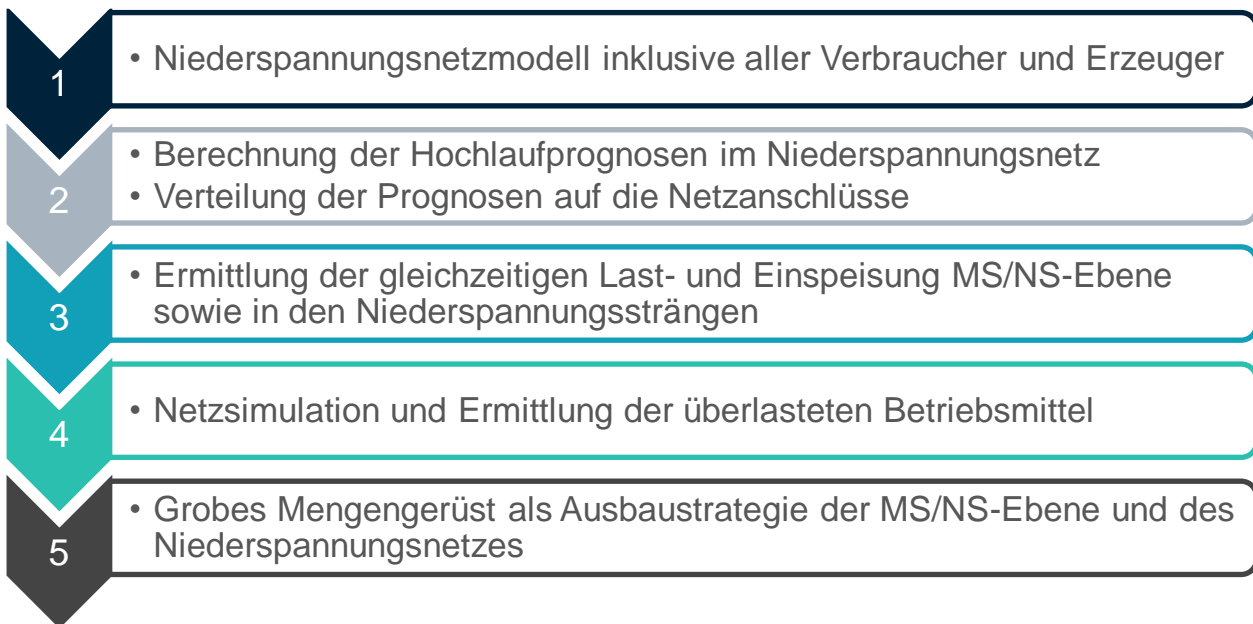
Im Anschluss werden mehrere Simulationen umgesetzt, bei welchen je Betrachtungsjahr, Teilnetzgebiet sowie des Last- und Einspeisefalls ein Algorithmus den Netzausbaubedarf ermittelt. Hierbei wird durch Hinzufügen von neuen Leitungen sowie Rückbau vorhandener Verbindungen der kostengünstigste Weg vom heutigen Bestand zum Zielnetz gefunden. Diese Vorgehensweise wird in der Ermittlung des Netzausbaubedarfs der Mittelspannung seitens der FairNetz für den NAP 2024 zum ersten Mal erprobt.

Ziel ist es, mittels möglichst geringem Aufwand eine grobe Konzeptplanung inklusive des resultierenden Mengengerüsts zu erwirken. Im Anschluss können die Ergebnisse für eine Detailplanung zugrunde gelegt werden. Hierdurch sollen knappe Personalressourcen geschont werden und der Planungsprozess in der Mittelspannung maßgeblich beschleunigt werden.

[Berechnung des Netzausbaubedarfs in der Umspannebene MS/NS sowie im NS-Netz](#)

Die Vorgehensweise bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs auf MS/NS-Ebene sowie im NS-Netz wird in Abbildung 3 kurz skizziert.

Abbildung 3: Vorgehen zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs auf MS/NS-Ebene und Niederspannungsebene



Für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs in der Niederspannung und Umspannung MS/NS wird der digitale Zwilling der FairNetz als Netzmodell zugrunde gelegt. Im Anschluss werden je Teilnetzgebiet und Betrachtungsjahr die Hochlaufzahlen, wie in den Kapiteln 2.2, 2.3 und 2.4 abgebildet, auf die bestehenden Netzanschlüsse gleichmäßig verteilt. Im Anschluss wird je eine Berechnung des Lastfalles und des Einspeisefalles umgesetzt.

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.

Die Netzberechnung selbst wird im Anschluss auf zwei Ebenen umgesetzt.

Zum einen wird für jeden Niederspannungsstrang eine Berechnung umgesetzt. Das Modell betrachtet, welche Anzahl an gruppengleichen Kunden am betrachteten Strang 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 umgesetzt. Im Anschluss erfolgt eine Lastflussberechnung für den betrachteten Strang.

Das gleiche Vorgehen wird auch auf MS/NS-Trafoebene umgesetzt. Dadurch werden die verschiedenen Aggregationsebenen, heißt Niederspannungsabgänge und Trafoebene, spezifisch betrachtet. Dies ist notwendig, da sich die unterschiedliche Anzahl an Kunden je nach Aggregationsebene maßgeblich auf die Gleichzeitigkeit und somit auf die resultierende Last auswirkt.

Als Berechnungsergebnis wird ggf. der Überlastungsgrad der jeweiligen Transformatoren der MS/NS-Ebene ausgegeben. Auf Basis dieser Ergebnisse kann dann die Anzahl an künftig weiter notwendigen Ortsnetzstationen vereinfacht ermittelt werden.

Des Weiteren wird die Leitungslänge an überlasteten Niederspannungsleitungen ermittelt. Hier wird vereinfacht davon ausgegangen, dass diese ermittelte Länge mit 70% hinzukommender Leitungslänge in Bezug auf die überlastete Leitungslänge entlastet werden kann. Hintergrund ist hierbei, dass oftmals parallel verlaufende Leitungen überlastet sind. Durch das Hinzufügen einer weiteren Leitung könnte bereits beiden Engpässen vorgebeugt werden. Durch das Stellen von neuen Stationen und deren Einbindung können Engpässe im nachgelagerten Niederspannungsnetz aufgelöst werden. Eine detailliertere Ermittlung des Netzausbaubedarfs in der Niederspannung ist, auf Basis der Masse an notwendigen Netzausbaumaßnahmen für welche es Detailplanungen benötigt, nicht möglich.

2.2 Strombezug

Im Regionalszenario 2023 der Planungsregion SÜDWEST konnten noch nicht alle Kennzahlen der relevanten Verbrauchsgruppen auf die einzelnen Verteilnetzbetreiber regionalisiert werden. In der untenstehende Tabelle 1 werden die Kennzahlen der relevanten Verbrauchsgruppen nach Regionalszenario und jeweiliger Aggregationsebene aufgeführt. Das Vorgehen zur weiteren Regionalisierung dieser Kennzahlen auf das Netzgebiet der FairNetz und die Teilnetzgebiete der FairNetz wird in den folgenden Unterkapiteln je Verbrauchsgruppen genauer beleuchtet.

Kategorie	Netzgebiet	Bestand Ende 2022	2028	2033	2037	2045	Einheit
Konventionelle Last	Netze BW, Netze ODR, FairNetz, SW Ulm/Neu-Ulm Netze, ED Netze, badenovaNETZE, Überlandwerk Mittelbaden	7.045	7.788	8.407	8.902	8.874	MW
Haushalts-wärmepumpen	FairNetz	2.273	15.231	26.029	34.654	39.697	Stk.
Elektromobilität	FairNetz	3.209	33.115	58.037	77.974	91.748	Stk.
Power-to-Gas	Planungsregion SÜDWEST	0	0,22	0,40	0,54	0,64	GW
Power-to-Heat	Netze BW, Netze ODR, FairNetz, SW Ulm/Neu-Ulm Netze, ED Netze, badenovaNETZE, Überlandwerk Mittelbaden	5	530	967	1.316	1.669	MW

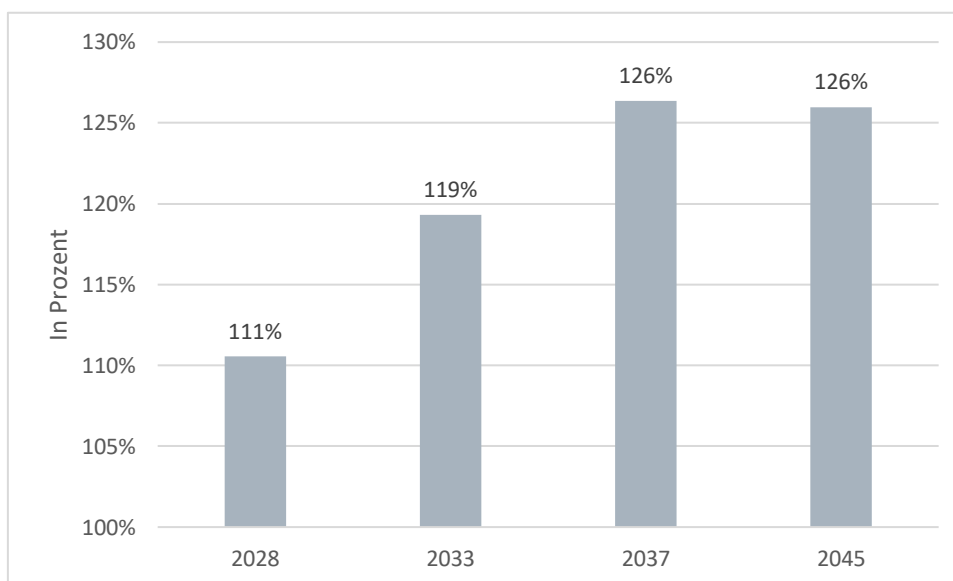
Tabelle 1: Entwicklung des relevanten Verbrauchs für das Netzgebiet der FairNetz aus dem Regionalszenario der Planungsregion SÜDWEST [1]

2.2.1 Konventionelle Last

Unter der Prognose der konventionellen Last ist die Entwicklung der aktuell bestehenden Residuallast ohne Berücksichtigung der größten Verbrauchstreiber, welche in den folgenden Unterkapiteln einzeln aufgeführt werden, zu verstehen. Die Entwicklung der konventionellen Lasten werden im NEP 2023 lediglich je Höchstspannungsnetzknotten ausgewiesen. Als Höchstspannungsnetzknotten sind hierbei jene Netzknotten zu verstehen, auf welchen die 380 kV-Ebene auf 110 kV umgespannt wird. Mitunter werden mehrere Verteilnetzbetreiber gemeinsam über diese Höchstspannungsnetzknotten versorgt. Die FairNetz ist an das 110-kV-Netz der Netze BW angeschlossen, welches wiederum anteilig aus mehreren Höchstspannungsnetzknotten gespeist wird.

Vereinfacht wurden deshalb die Entwicklungen der konventionellen Last an den relevanten Höchstspannungsnetzknotten analysiert. Auf Basis der Prognosen der konventionellen Last an diesen Netzknotten konnte für das Verteilnetz der FairNetz eine prozentuale Steigerung der konventionellen Last in Bezug zur aktuell bestehenden Residuallast, wie in Abbildung 4 dargestellt, abgebildet werden.

Abbildung 4: Entwicklung der konventionellen Last im Versorgungsgebiet der FairNetz



Aufgrund von Effizienzsteigerungen des aktuellen Gerätebestands im privaten Haushalts- und 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 den hierfür ausgewiesenen Treibern separat abgebildet werden, sondern in der Prognose der konventionellen Last enthalten sind. Zudem werden zukünftige elektrische Kühlleistung von Gebäuden, also die Last, die durch Klimaanlage hinzukommt, in dieser Prognose berücksichtigt.

Berücksichtigung der Prognose in der Umspannebene HS/MS

Zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs auf der Umspannwerkebene (HS/MS) wurde die Steigerung wie in Abbildung 4 gezeigt 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 Klimaanlage von einer deutlich stärkeren Steigerung der konventionellen Lastspitze als in Abbildung 4 gezeigt, 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.

Der Netzausbau der Mittelspannung kann deutlich schneller umgesetzt werden als der Hochspannungsnetzausbau sowie 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 Präzession und ein bedarfsorientierter Netzausbau der Mittelspannungsebene.

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

Die Umspannebene MS/NS sowie das jeweilige nachgelagerte Niederspannungsnetz versorgt eine deutlich kleinere Menge an konventionellen Verbrauchsanlagen als das Mittelspannungsnetz. Die Streuung in der Abweichung zur Entwicklung der konventionellen Last ist hier also deutlich höher als im Mittelspannungsnetz. Aus diesem Grund wird vom Einbringen von Prognosen zur Entwicklung der hier bestehenden konventionellen Last abgesehen, da diese zu fehlerbehaftet wäre.

2.2.2 Haushaltswärmepumpen

Die Prognose zum Hochlauf der Wärmepumpen in den Teilnetzgebieten basiert auf dem Regionalszenario 2023 der Planungsregion SÜDWEST und kann Tabelle 2 entnommen werden.

Kategorie	Bestand Ende 2022	2028	2033	2037	2045
Teilnetzgebiet 1	22.572	108.651	185.576	247.065	283.015
Teilnetzgebiet 2	1.309	4.266	7.298	9.719	11.134
Teilnetzgebiet 3	649	2.527	4.327	5.765	6.605
Teilnetzgebiet 4	462	1.882	3.219	4.288	4.912
Gesamtes Versorgungsgebiet	24.992	117.326	200.420	266.836	305.667

Tabelle 2: Installierte Haushaltswärmepumpen-Leistung in kW in den Teilnetzgebieten der FairNetz

Dieser Prognose liegt eine ortsteilscharfe Verteilung innerhalb Baden-Württembergs, welche durch die Netze BW GmbH ermittelt wurde, zu Grunde. Diese ortsnetzscharfe Verteilung wurde für die Verteilung der Wärmepumpen innerhalb des Versorgungsgebietes der FairNetz herangezogen.

Bereits heute bekannte regionale Planungen zur künftige Wärmeversorgung, die von der Prognose abweichen, sind zur Schärfung der Verteilung eingeflossen. Hierunter fällt zum einen der kommunale Wärmeplan der Stadt Reutlingen, welcher Details zum Ausbau der Fernwärmeversorgung ausweist. Dieser Ausbau bedingt in den betroffenen Gebieten eine Verringerung der ursprünglich prognostizierten Durchdringung von dezentralen Wärmepumpen.

Zum anderen sind die für das Stadtgebiet Bad Urach bis dato existierenden Überlegungen zum Ausbau des Wärmenetzes eingeflossen.

In allen Spannungsebenen wird eine Leistung von 7,7 kW je Wärmepumpe angesetzt.

Berücksichtigung der Prognose in der Umspannebene HS/MS

Zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs auf der Umspannwerkebene (HS/MS) wurden die wie beschrieben ermittelten Hochlaufzahlen an Wärmepumpen auf die versorgenden Umspannwerke verteilt. Die angesetzte Gleichzeitigkeit von 0,79% auf Umspannwerkebene wird vereinfacht auf Basis der hohen Anzahl an Wärmepumpen je Umspannwerk angesetzt.

Berücksichtigung der Prognose im MS-Netz

Zur Verteilung der prognostizierten Wärmepumpen wurden diese auf die Ortsnetzstationen verteilt. Basis der Verteilung bildet die Anzahl an nachgelagerten Netzanschlüssen und Letztverbrauchern je Ortsnetzstation.

Im Anschluss wurde die Anzahl an Wärmepumpen in den Mittelspannungssträngen ermittelt und die auf Basis dieser Anzahl resultierende Gleichzeitigkeit zur Kalkulation der Leistungsspitze der Wärmepumpen herangezogen.

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

Die je Teilnetzgebiet prognostizierte Anzahl an Wärmepumpen wird auf Basis der bestehenden Anschlussobjekte im Niederspannungsnetz verteilt. Die Gleichzeitigkeit wird wie in Kapitel 2.1 unter „Berechnung des Netzausbaubedarfs in der Umspannebene MS/NS sowie im NS-Netz“ erläutert ermittelt.

2.2.3 Elektromobilität

Der Tabelle 3 kann die prognostizierte Anzahl an privaten Elektro-PKW in den Teilnetzgebieten der FairNetz GmbH, basierend auf dem Regionalszenario 2023 der Planungsregion SÜDWEST entnommen werden.

Kategorie	Bestand Ende 2022	2028	2033	2037	2045
Teilnetzgebiet 1	47.136	331.936	581.748	781.591	919.658
Teilnetzgebiet 2	2.240	12.333	21.615	29.040	34.170
Teilnetzgebiet 3	1.472	14.561	25.520	34.287	40.343
Teilnetzgebiet 4	496	5.435	9.525	12.796	15.057
Gesamtes Versorgungsgebiet	51.344	364.265	638.407	857.714	1.009.228

Tabelle 3: Installierte Leistung der privaten Elektro-PKW-Ladesäulen in den Teilnetzgebieten der FairNetz

Dieser Prognose liegt eine ortsteilscharfe Verteilung innerhalb Baden-Württembergs, welche durch die Netze BW GmbH ermittelt wurde zu Grunde. Diese ortsnetzscharfe Verteilung wurde für die Verteilung der E-Ladesäulen innerhalb des Versorgungsgebietes der FairNetz herangezogen.

Berücksichtigung der Prognose in der Umspannebene HS/MS

Zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs auf der Umspannwerkebene (HS/MS) werden die wie beschrieben ermittelten Hochlaufzahlen an E-Fahrzeugen auf die versorgenden Umspannwerke verteilt. Je E-Fahrzeug wird eine Ladesäule mit 11 kW Leistungsbezug angesetzt. Für die Gleichzeitigkeit kann auf Umspannwerkebene von 16 % ausgegangen werden.

Berücksichtigung der Prognose im MS-Netz

Zur Verteilung der ermittelten Hochlaufzahlen an E-Fahrzeugen werden im Mittelspannungsnetz diese auf Basis der Anzahl an nachgelagerten Anschlussobjekten und Letztverbrauchern je Ortsnetzstation verteilt.

Im Anschluss wird die Anzahl an E-Ladesäulen in den Mittelspannungssträngen ermittelt und die auf Basis dieser Anzahl resultierende Gleichzeitigkeit zur Kalkulation der Leistungsspitze der Ladesäulen herangezogen.

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

Die je Teilnetzgebiet prognostizierte Anzahl an Ladesäulen wird auf Basis der bestehenden Anschlussobjekte im Niederspannungsnetz verteilt. Die Gleichzeitigkeit wird wie in Kapitel 2.1 unter „Berechnung des Netzausbaubedarfs in der Umspannebene MS/NS sowie im NS-Netz“ erläutert ermittelt.

2.2.4 Industrie

Zukünftig kann davon ausgegangen werden, dass der Stromverbrauch der Industrie stark steigt. Hintergrund ist hierbei die Umstellung von Produktionsprozessen auf CO₂-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 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 und kann der Tabelle 4 entnommen werden.

Kategorie	2028	2033	2037	2045
Gesamtes Versorgungsgebiet	33.000	46.500	55.000	65.000

Tabelle 4: Prognose zur hinzukommenden Leistung des Industriesektors in kW

2.2.5 Gewerbe, Handel und Dienstleistung

Für den Verbrauch des Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektors (GHD-Sektor) ist ebenfalls von einer Steigerung auszugehen.

Die Steigerung des elektrischen Energiebedarfs beruht hierbei auf der Dekarbonisierung der Raumwärmebereitstellung für Gewerbeflächen und der Elektrifizierung des gewerblichen Fuhrparks sowie der Ausstattung von gewerblichen Parkflächen mit LIS für Elektrofahrzeuge. Diese beiden Aspekte sind bereits in den separat ausgewiesenen Kennzahlen für Elektromobilität, Wärmepumpen, Fernwärme und Elektroheizern enthalten.

Ebenfalls sind die Entwicklungen dieser Abnehmer bereits im Parameter „konventionelle Last“ inkludiert.

Die bestehenden Prognosen zu bereits konkret geplanten Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungsstandorte werden wie in Tabelle 5 aufgezeigt eingebracht.

Kategorie	2028	2033	2037	2045
Gesamtes Versorgungsgebiet	6.000	10.000	10.000	10.000

Tabelle 5: Prognose zur hinzukommenden Leistung des GHD-Sektors in kW

2.2.6 Power-to-Gas

Anlagen, welche unter Einsatz von elektrischem Strom, beispielsweise Wasserstoff oder Methan produzieren, werden als Power-to-Gas Anlagen bezeichnet. Zum aktuellen Zeitpunkt bestehen keine größeren Anschlussanfragen von Power-to-Gas Anlagen an das Netz der FairNetz. Die gegenwärtig bestehenden Planungen des [Wasserstoff-Backbone Netzes](#) in Deutschland beabsichtigen keinen Anschluss des sich im Stromnetzgebiet der FairNetz befindlichen Gasverteilnetzes. Den Bedarf an Gas langfristig anteilig durch Wasserstoff zu decken, wird durch eine reine dezentrale Erzeugung von Wasserstoff in der Region als technisch deutlich schwieriger erachtet. Derzeit wird im politischen Raum diskutiert, in wieweit zum Anschluss von Regionen über das Wasserstoffkernnetz hinaus ein Wasserstoffverteilnetz aufgebaut wird. [2]

2.2.7 Power-to-Heat

Unter Power-to-Heat-Anlagen werden Großwärmepumpen zur Speisung von Wärmenetzen und Elektroheizern verstanden.

Tabelle 6 zeigt die installierte elektrische Leistungsprognose der Power-to-Heat- Anlagen im Netzgebiet der FairNetz.

Kategorie	Bestand Ende 2022	2028	2033	2037	2045
Gesamtes Versorgungsgebiet	-	6.055	26.863	29.930	63.680

Tabelle 6: Elektrische Leistung in kW der Power-to-Heat Anlagen in den Teilnetzgebieten der FairNetz

Die auf der kommunalen Wärmeplanung der Stadt Reutlingen basierende Fernwärmeausbaustrategie der Fernwärmesparte der FairNetz GmbH, ist hierbei unmittelbar eingeflossen.

2.2.8 Flexibilisierung der Nachfrageseite

Mit haushaltsnahen Flexibilitäten wird der flexible Einsatz von Wärmepumpen und das Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen umschrieben. Der NEP 2023, setzt künftig einen reinen marktorientierten Einsatz von Flexibilitäten an. Auf Aggregationsebene der 380-KV Knoten bestehen seitens der ÜNBs einstündige Zeitreihen der Lastverläufe von Elektromobilität und Wärmepumpen, welche bereits die marktorientierte Flexibilisierung dieser Einheiten berücksichtigen.

Berechnungsansätze, wie sich der marktorientierte Abruf von Flexibilitäten auf die gleichzeitige Last von Wärmepumpen und Ladesäulen von Elektrofahrzeugen im Niederspannungs-/Mittelspannungsnetz sowie der HS/MS-Ebene auswirkt, bestehen wiederum nicht.

Hintergrund ist hierbei, dass der Abruf der Flexibilitäten immer auf den spezifisch zu diesem Moment bestehenden Strombezügen je Anlage berufen. Nicht bei jedem Ladepunkt kann davon ausgegangen werden, dass bei Bedarf der Flexibilität auch ein angeschlossenes Fahrzeug für den Abruf bereitsteht. Eine wissenschaftliche Untersuchung und resultierende Prognosen zu den Gleichzeitigkeitsfunktionen, welche die lokalen Bedingungen und marktorientierte Ansteuerungen berücksichtigen, bestehen zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht. Demnach kann die Flexibilisierung der Nachfrageseite im Niederspannungs-/Mittelspannungsnetz sowie der HS/MS-Ebene auswirkt, zum aktuellen Zeitpunkt nicht sinnvoll eingebracht werden.

2.2.9 Flexibilitäten in der Industrie und GHD

Auch im Industrie und GHD Sektor ist es möglich, durch Lastmanagement Strombezugskosten und Lastspitzen zu reduzieren. Hierbei wird das Verbrauchsverhalten durch z. B. zeitlich variabler Tarife verändert.

Im NEP 2023 der ÜNB wird das DSM-Potenzial sowie konkrete Jahresverläufe in Form von einstündigen Zeitreihen je ÜNB-Umspannwerk verwendet.

Eine Regionalisierung dieses Potenzials auf Niederspannungs-/Mittelspannungsnetz sowie der HS/MS-Ebene ist zum aktuellen Zeitpunkt nicht mit zufriedenstellender Güte möglich. Inwiefern die Anpassung des Verbrauchsverhaltens zur Reduktion der Strombezugskosten anwendbar ist, ist je nach Kunde und Geschäftsfeld stark unterschiedlich. Daten, welche eine sinnvolle Prognose je Anschlussnehmer dieser Kundengruppen innerhalb der Verteilnetze zulässt, bestehen leider nicht.

2.3 Erzeugung

Die im Regionalszenario 2023 der Planungsregion SÜDWEST veröffentlichten Prognosen zur Entwicklung der Erzeugungsleistung, können der Tabelle 7 entnommen werden.

Kategorie	Netzgebiet	Bestand Ende 2022	2028	2033	2037	2045
Windenergie onshore	FairNetz	0	0	0	0	0
PV-Dachanlagen	FairNetz	83	242	375	481	566
PV-Freiflächenanlagen	FairNetz	0	34	62	84	108
Biomasse-/Biogasanlagen	FairNetz	4	4	4	3	2

Laufwasserkraftanlagen	FairNetz	7	7	8	8	8
Bekannte Anfragen und Projekte neuer Gaskraftwerke / Fuellswitch	FairNetz	0	0	0	0	0

Tabelle 7: Entwicklung der Erzeugungsleistung für das Netzgebiet der FairNetz aus dem Regionalszenario der Planungsregion SÜDWEST in MW [1]

Die Regionalisierung der Erneuerbaren Energien basiert auf den im Regionalszenario 2023 ausgewiesenen Prognosen für das Netzgebiet der FairNetz und können den folgenden Tabellen entnommen werden.

Kategorie	Bestand Ende 2022	2028	2033	2037	2045
Teilnetzgebiet 1	76.108	206.765	319.227	409.622	482.699
Teilnetzgebiet 2	2.982	6.801	10.539	13.523	15.847
Teilnetzgebiet 3	1.607	21.257	32.940	42.268	49.248
Teilnetzgebiet 4	2.523	7.934	12.294	15.775	18.380
Gesamtes Versorgungsgebiet	83.220	242.757	375.000	481.188	566.175

Tabelle 8: Installierte PV-Aufdachanlagen-Leistung in kW in den Teilnetzgebieten der FairNetz

Kategorie	Bestand Ende 2022	2028	2033	2037	2045
Teilnetzgebiet 1	104	28.247	51.508	69.906	89.546
Teilnetzgebiet 2	-	653	1.192	1.617	1.937
Teilnetzgebiet 3	-	3.215	5.863	7.957	10.472
Teilnetzgebiet 4	31	1.885	3.437	4.665	6.139
Gesamtes Versorgungsgebiet	136	34.000	62.000	84.145	108.094

Tabelle 9: Installierte PV-Freiflächenanlagen-Leistung in kW in den Teilnetzgebieten der FairNetz

Kategorie	Bestand Ende 2022	2028	2033	2037	2045
Teilnetzgebiet 1	3.510	3.092	2.876	2.702	1.585
Teilnetzgebiet 2	501	561	521	490	-
Teilnetzgebiet 3	-	-	-	-	-
Teilnetzgebiet 4	205	235	218	205	-
Gesamtes Versorgungsgebiet	4.215	3.888	3.615	3.397	1.585

Tabelle 10: Installierte Biomasse-/Biogasanlagen-Leistung in kW in den Teilnetzgebieten der FairNetz

Kategorie	Bestand Ende 2022	2028	2033	2037	2045
Teilnetzgebiet 1	5.531	6.294	6.786	7.180	7.180
Teilnetzgebiet 2	205	-	-	-	-
Teilnetzgebiet 3	573	732	790	835	835
Teilnetzgebiet 4	250	320	345	365	365
Gesamtes Versorgungsgebiet	6.559	7.346	7.920	8.380	8.380

Tabelle 11: Installierte Laufwasserkraftanlagen-Leistung in den Teilnetzgebieten der FairNetz

Diesen Prognosen liegt eine ortsteilscharfe Verteilung innerhalb Baden-Württembergs aus dem NEP 23 zu Grunde. Diese ortsnetzscharfe Verteilung sowie bereits durch die FairNetz angefertigte bestehende Potenzialanalysen für PV-Aufdach und PV-Freiflächenanlagen führen zu einer Regionalisierung innerhalb des Verteilnetzgebietes der FairNetz für diese Technologien.

Zu berücksichtigen ist, dass laut den Analysen im NEP 23 keine Windkraftanlagen im Netzgebiet der FairNetz installiert werden.

Die aktuell ausgewiesenen Flächen für Windkraft an Land durch den Regionalverband Neckar-Alb weisen hingegen Potenziale im Netzgebiet der FairNetz auf. Ebenfalls ist zwischenzeitlich eine konkrete Anfrage zum Anschluss einer Windkraftanlage bei der FairNetz eingegangen. Diese kann auf Basis der bereits bestehenden Auswertungen nicht mehr in den NAP 23 eingebracht werden. Künftig kann abschließend jedoch davon

ausgegangen werden, dass auch im Netzgebiet der FairNetz Windkraftanlagen errichtet und angeschlossen werden.

Durch die hohe elektrische Leistung der Windkraftanlagen sowie dem Hintergrund das meist mehrere Windkraftanlagen in unmittelbarer Nähe entstehen, ist jedoch ein Anschluss an der Hochspannung und demnach am Netz der Netze BW wahrscheinlich.

Berücksichtigung der Prognose in der Umspannebene HS/MS

Zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs auf der Umspannwerkebene (HS/MS) sind die in Tabelle 8, Tabelle 9 und Tabelle 10 aufgewiesenen Leistungszuwächse eingeflossen. Auf Umspannwerkebene wird die ausgewiesene installierte Leistung mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 70% berechnet. Hintergrund ist hierbei die Begrenzung durch die Wechselrichterleistungen, die unterschiedlichen Dachausrichtung sowie eine gewisse Grundlast am Netz, die die Rückspeisung über die Betriebsmittel in das vorgelagerte Hochspannungsnetz und somit die Belastung derer reduziert.

Bei der Prognose der Entwicklung der Laufwasserkraftwerke nach Tabelle 11 ist zu berücksichtigen, dass diese nur an spezifischen Stellen installiert werden können. Diese können aktuell noch nicht lokalisiert werden und können deshalb nicht in die Netzausbauplanung eingebracht werden. Da es sich hierbei in Summe jedoch nur um 1,8 MW handelt, können diese erst einmal vernachlässigt werden.

Zu berücksichtigen ist ebenfalls, dass auf Basis der hohen Bezugsleistungen auf Umspannwerkebene nahezu die gesamte Leistung der Freiflächenanlagen auf Umspannebene berücksichtigt werden kann. Nur an einzelnen Umspannwerken übertrifft die Rückspeiseleistung den Lastfall geringfügig. Da davon auszugehen ist, dass einzelne Anlagen auf Basis ihrer hohen Leistungen und der frühzeitigen Möglichkeit eines Anschlusses an die Hochspannung angeschlossen werden, werden die Umspannwerke auf die Lastprognose ausgelegt.

Berücksichtigung der Prognose im MS-Netz

Zur Verteilung der ermittelten PV-Aufdachanlagen nach Tabelle 8 werden im ersten Schritt alle Mittelspannungskundenstationen pauschal mit einer Leistung von 150 kWp beaufschlagt. Die restliche zu verteilende PV-Aufdachanlagenleistung wird im Mittelspannungsnetz auf Basis der Anzahl an nachgelagerten Anschlussobjekten je Ortsnetzstation verteilt.

Als Gleichzeitigkeitsfaktor wird im Mittelspannungsnetz ein Faktor von 0,75 angesetzt. Hintergrund ist hierbei die unterschiedliche Ausrichtung, Verschattung und Neigung der Anlagen.

Zur sinnvollen Einbringung der PV-Freiflächenanlagen sowie Wasserkraftanlagen im Mittelspannungsnetz müsste eine anschlussstarke Leistungsprognose bestehen. Dies ist zum aktuellen Zeitpunkt nicht möglich, weshalb die Anlagen nicht in die Berechnung des Netzausbaubedarfs der Mittelspannung einfließen. Ebenfalls ist zum aktuellen Zeitpunkt zu beobachten, dass die angefragten PV-Freiflächenanlagen in ihrer Anschlussleistung stark steigen. Hier kann künftig davon ausgegangen werden, dass einige Anlagen auf Basis ihrer Größe singulär an die Umspannwerke angeschlossen werden.

Für den Einspeisefall wird eine Grundlast von 25% der Spitzenlast der heutigen konventionellen Last angesetzt. Die künftigen E-Ladesäulen und Wärmepumpen werden nicht als Last im kritischen Einspeisefall anteilig als Grundlast angesetzt. Hintergrund ist hierbei, dass davon ausgegangen werden kann, dass zum auslegungsrelevanten maximalen Einspeisefall keine bedeutende Grundlast durch diese Verbrauchsgruppen die Einspeiseleistung reduziert.

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

Die je Teilnetzgebiet prognostizierte PV-Aufdachleistung reduziert um die auf die Mittelspannungskundenstationen verteilte Leistung wird auf Basis der bestehenden Anschlussobjekte im Niederspannungsnetz verteilt. Je Anlage wird hier vereinfacht eine Leistung von 10 kWp angesetzt. Die Gleichzeitigkeit der Einspeisung wird auf 0,85 auf Basis der Ausrichtung, Verschattung, Dachneigung sowie einer Grundlast angesetzt.

2.4 Speicheranlagen

Kategorie	Netzgebiet	Bestand Ende 2022	2028	2033	2037	2045
Kleinbatterie-speicher	FairNetz	8	84	147	197	266
Großbatterie-speicher	Netze BW, Netze ODR, FairNetz, SW Ulm/Neu-Ulm Netze, ED Netze, badenovaNETZE, Überlandwerk Mittelbaden	29	778	1.401	1.900	3.620
Pumpspeicher-kraftwerke	Planungsregion SÜDWEST	610	730	830	910	910

Tabelle 12: Entwicklung der Speicherleistung für das Netzgebiet der FairNetz aus dem Regionalszenario der Planungsregion SÜDWEST in MW [1]

2.4.1 Kleinbatteriespeicher

Kategorie	Bestand Ende 2022	2028	2033	2037	2045
Teilnetzgebiet 1	7.081	71.202	124.894	167.879	226.799
Teilnetzgebiet 2	275	2.342	4.123	5.542	7.446
Teilnetzgebiet 3	191	7.320	12.887	17.323	23.139
Teilnetzgebiet 4	299	2.732	4.810	6.465	8.636
Gesamtes Versorgungsgebiet	7.846	83.596	146.715	197.210	266.020

Tabelle 13: Installierte Kleinbatteriespeicher-Leistung in kW in den Teilnetzgebieten der FairNetz

2.4.2 Großbatteriespeicher

Die Entwicklung der Großbatteriespeicher werden im NEP 2023 lediglich je Höchstspannungsknoten ausgewiesen. Als Höchstspannungsknoten sind hierbei jene Netzknoten zu verstehen, auf welchen die 380-kV-Ebene auf 110 kV umgespannt wird. Mitunter werden mehrere Verteilnetzbetreiber gemeinsam über diese Höchstspannungsknoten versorgt. Die FairNetz ist an das 110-kV-Netz der Netze BW angeschlossen, welches wiederum anteilig aus mehreren Höchstspannungsknoten gespeist wird.

Die aktuell ausgewiesenen Großbatteriespeicherleistung können nicht sinnvoll weiter regionalisiert werden. Die Leistung je HS/MS-UW oder MS-Leitung ist hierbei von Einzelprojekten abhängig. Ebenfalls kann davon ausgegangen werden, dass Großbatteriespeicher aufgrund Ihrer hohen Leistungsklassen nicht im MS-Netz angeschlossen werden können. Die aktuelle Vergabe von Anschlussbegehren bei der Netze BW mit repräsentativen Anfragemengen von Großbatteriespeicher stützt dies.

2.4.3 Pumpspeicherkraftwerke

Im Regionalszenario wird für die Pumpspeicherkraftwerke kein Rückbau angenommen. Die sich aktuell in Betrieb befindlichen Pumpspeicherkraftwerke werden in den Zieljahren also weiterhin betrieben. Der Leistungsanstieg wie in Tabelle 12 ausgewiesen, basiert auf der Annahme, dass alle aktuell in Bau und in Planung befindlichen Kraftwerksprojekte umgesetzt werden. Darüber hinaus befinden sich keine weiteren zukünftigen Projekte im Regionalszenario.

Im Netzgebiet der FairNetz befinden sich keine geplanten oder sich im Bau befindlichen Projekte für Pumpspeicherkraftwerke. Demnach wird hier keine hinzukommende Leistung berücksichtigt.

2.5 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 brächte keinen Mehrwert für die Genauigkeit der Prognosezahlen.

Die VNB verstehen sich grundsätzlich als Dienstleister mit dem Ziel, dass die 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 mehrfachen Einsatz von Nachfragesteuerungsmaßnahmen nach § 14a EnWG ist dieser Engpass in der Netzausbauplanung zu berücksichtigen und Abhilfemaßnahmen zu prüfen. Im Netzausbauplan sind daher engpassfreie Zielnetze ohne den Einsatz von Nachfragesteuerungsmaßnahmen zu beschreiben.

3. Netzausbauplanung

In den folgenden Kapiteln werden die Maßnahmen nach aktuellem Bekanntheitsgrad sowie Spannungsebene und Teilnetzgebiet aufgeführt. Alle Einzelmaßnahmen können dem Anhang 5 „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.

3.1 Hochspannung

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 und Anlagenstandort	Aggregierte Länge / Anzahl	Geschätzte Kosten in Mio. €
2023 bis 2028 (T+5)	Leitungen	2 km	6,1
	Anlagenstandorte*	8 Stk.	216
2029 bis 2033 (T+6 bis T+10)	Leitungen	-	-
	Anlagenstandorte*	1 Stk.	15
2034 bis 2045 (T+11 bis Zielnetzjahr)	Leitungen	5 km	13,2
	Anlagenstandorte*	4 Stk.	111

Tabelle 14: Aggregierte Maßnahmen auf HS- und HS/MS-Ebene

*Anlagenstandorte mit relevanten Maßnahmen (Erweiterungen und Neubauten) auf Netzebene HS/MS (NE 4).

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.

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. 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 110-kV Trassen Netzausbau sowie die Einbindung neuer Standorte mit deutlich längeren Genehmigungsverfahren behaftet 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 erforderten 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, basierend auf den hier vorliegenden prognostizierten Kennzahlen, wurde deshalb bereits an die Netze BW als vorgelagerten Netzbetreiber übermittelt. 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. Ebenfalls kann festgestellt werden, dass die Lieferzeiten von Betriebsmitteln, insbesondere Transformatoren (HS/MS), auf Basis des steigenden Bedarfs zunimmt.

Diese allgemeinen Erläuterungen zu Verzögerungsgründen besteht für alle notwendigen Umspannwerke, die nach Prognose bis 2028 errichtet werden sollen. Zur Wahrung der Übersichtlichkeit wird darauf verzichtet, diese Angabe je Maßnahme zu wiederholen.

3.1.1 Teilnetzgebiet 1

Hochspannung

Maßnahme 2 - Neutrassse 110-kV

Die FairNetz betreibt zwischen dem Umspannwerk Mitte und Umspannwerk West eine 110-kV-Leitung. Durch eine konkrete Anschlussanfrage auf 110-kV-Ebene wird eine neue 110-kV-Leitung errichtet und in das 110-kV-Bestandsnetz eingeschleift. Die geplante Inbetriebnahme der neuen Leitung ist für Ende 2025 angesetzt.

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 der 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 eine Erweiterung um einen zusätzlichen Transformator geplant. Das Projekt befindet sich in der Planungsphase. Voraussichtliche Inbetriebnahme der Erweiterung wird Anfang 2028 sein. Ein öffentlichrechtliches Genehmigungsverfahren wurde Stand heute noch nicht eingereicht.

Maßnahme 3 – Erweiterung UW Süd

Für das Umspannwerk Süd wird ein Kapazitätsengpass für das Jahr 2028 prognostiziert. Aktuell werden alle möglichen Lastverteilungs- und Netzausbauoptionen geprüft. Eine Umspannwerkserweiterung um einen weiteren Trafo ist mit Inbetriebnahme für das Jahr 2031 geplant. In den Jahren 2028 bis 2031 wird mittels einer Lastverteilung auf benachbarte Umspannwerke die Engpassbehebung erfolgen.

Maßnahme 4 – Erweiterung UW West

Für das Umspannwerk West wird ein Kapazitätsengpass für das Jahr 2028 prognostiziert. Nach Prüfung der technischen Gegebenheiten Vorort kann keine Erweiterung des Umspannwerks vorgenommen werden. Demnach entfällt die Netzausbaumaßnahme zur Erweiterung des UW West. Die anderen Netzausbaumaßnahmen auf Umspannwerkeebene insbesondere Maßnahme 12 und 13 werden den prognostizierten Engpass lösen.

Maßnahme 5 – Erweiterung UW Mitte

Für das Umspannwerk Mitte wird ein Kapazitätsengpass für das Jahr 2031 prognostiziert. Nach Prüfung der technischen Gegebenheiten Vorort kann keine Erweiterung des Umspannwerks vorgenommen werden, weshalb die Maßnahme entfällt. Die anderen Netzausbaumaßnahmen auf Umspannwerkeebene, insbesondere die Erweiterung des UW SÜD aus Maßnahme 3 und UW Hauffstraße aus Maßnahme 12 und 13, wird den prognostizierten Engpass lösen.

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 2028 gelöst. Des Weiteren wird das Netz durch die Errichtung einer Schwerpunktstation im Norden von Reutlingen bis 2033 erweitert. Für das geplante UW Hauffstraße ergibt sich die Besonderheit, dass die FairNetz 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. Das Umspannwerk wird im bestehenden Hochspannungsnetz der FairNetz eingebunden.

Maßnahme 6 – Erweiterung UW Klosterstraße

Maßnahme 7 – UW Bronnweiler

Maßnahme 8 – 20/10-kV UW Ohmenhausen

Für das bestehende Umspannwerk UW Klosterstraße sowie die Mittelspannungsübergabe in Nehren, welche die Gemeinde Gomaringen versorgt, wird ein Kapazitätsengpass für 2028 prognostiziert. Zur Lösung des potenziellen Engpasses werden aktuell zwei Varianten technisch geprüft.

Die erste Variante umfasst die Erweiterung des UW Klosterstraße und die Errichtung eines 20/10kV Umspannwerkes in Ohmenhausen.

In der zweiten Variante wird ein Umspannwerk in Bronnweiler errichtet, welches die Gemeinden Gomaringen und Bronnweiler sowie Teilgebiete von Pfullingen versorgt.

Zum aktuellen Zeitpunkt wird Variante zwei aus technischer Sicht bevorzugt.

Für die Mittelspannungsberechnung kann lediglich eine Variante berechnet werden. Da zum Zeitpunkt der Festlegung der Berechnungsvariante die Variante 2 noch nicht bewertet werden konnte, wurde hier die Variante 1 zugrunde gelegt.

Maßnahme 9 UW Nordraum 1

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

Bereits heute sind einzelne Mittelspannungsstränge in diesen Gebieten voll ausgelastet, weshalb bis nach erfolgreicher Umsetzung der Maßnahmen 61 und 62, welche in Kapitel 3.2.1 genauer erläutert wird, keine weiteren PV-Anlagen oder Verbraucher an das Netz angeschlossen werden können. Ebenfalls wird für die hier bestehenden Übergabepunkte zeitnah ein Engpass prognostiziert, welcher die Gemeinden Neckartenzlingen, Walddorfhäslach, Gniebel und Pliezhausen betrifft. Um diesem Engpass entgegen zu wirken, plant die FairNetz die Errichtung eines Umspannwerkes (UW Nordraum 1) zwischen Gniebel und Pliezhausen.

Auf Basis der hier zeitnah prognostizierten bestehenden Engpässe wird im Folgenden auf den Stand des Projektes sowie die potenziellen Hindernisse zur schnellen Umsetzung eingegangen. Zum aktuellen Zeitpunkt kann von einer Inbetriebnahme des Umspannwerkes im Jahr 2030 ausgegangen werden.

Für die Einbindung des UW Nordraum 1 muss eine 110-kV-Trasse durch den vorgelagerten Netzbetreiber verlegt werden. Für diesen Leistungszuwachs im Gebiet bedarf es wiederum eines Netzausbaus der 380-kV-Ebene durch den Übertragungsnetzbetreiber. Die FairNetz pflegt diesbezüglich einen engen Austausch mit der Netze BW, um eine möglichst frühe Einbindung des geplanten UW Nordraum zu realisieren.

Derzeit befindet sich die FairNetz auf der Suche nach einem geeigneten Grundstück zur Errichtung des Umspannwerkes Nordraum 1.

Maßnahme 10 Erweiterung UW Nord

Für das bestehende Umspannwerk Nord wird ein Kapazitätsengpass für das Jahr 2031 prognostiziert. Eine Umspannwerkserweiterung um einen weiteren Trafo ist mit Inbetriebnahme für das Jahr 2031 geplant.

Maßnahmen nach 2033:

UW Nordraum 2

Im weiteren Zeitverlauf wird mit prognostizierter Inbetriebnahme im Jahr 2034 ein weiteres Umspannwerk für die Gemeinden Neckartenzlingen, Walddorfhäslach, Gniebel und Pliezhausen erforderlich. Dieses Umspannwerk soll zwischen Neckartenzlingen und Bempflingen errichtet werden und hier dauerhaft die steigende Versorgungsaufgabe abdecken.

UW Orschel Hagen

Für die bestehenden Umspannwerke Oferdingen und Nord wird auch nach der Erweiterung aus Maßnahme 1 und (Maßnahme) 11 ein Kapazitätsengpass im Jahr 2035 prognostiziert. Durch die Errichtung des UW Orschel Hagen im Jahr 2035 kann eine Lastverteilung umgesetzt werden und dem Engpass wird vorgebeugt.

Erweiterung UW Hauffstraße

Für das im Jahr 2030 zu errichtende UW Hauffstraße wird ein Kapazitätsengpass im Jahr 2037 prognostiziert. Durch die Erweiterung des UW Orschel Hagen wird dieser Engpass gelöst.

Maßnahme Erweiterung UW Orschel Hagen

Für das im Jahr 2035 zu errichtende UW Orschel Hagen wird ein Kapazitätsengpass im Jahr 2041 prognostiziert. Durch die Erweiterung des UW Orschel Hagen wird dieser Engpass gelöst.

3.1.2 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 2028 prognostiziert. Nach aktuellem Stand zur technischen Prüfung der Leistungserhöhung kann keine weitere Versorgung aus bestehenden Umspannwerken der Netze BW umgesetzt werden. Lediglich für die prognostizierte Leistung des Teilnetzgebietes 2 ein eigenes Umspannwerk zu betreiben, ist nicht notwendig. Jedoch überschreitet die Leistungsprognose des Teilnetzgebietes 2 die am versorgenden Umspannwerk der Netze BW bestehende Kapazität unter Berücksichtigung der auch hier vorliegenden Leistungsprognosen. Die Netze BW und die FairNetz befinden sich in enger Abstimmung, um zeitnah eine sinnvolle technische Lösung zu finden. Aktuell kann davon ausgegangen werden, dass die FairNetz ein Umspannwerk zur Versorgung der Gemeinde Wolfschlugen errichten muss.

3.1.3 Teilnetzgebiet 3

Maßnahme 13 UW Bad Urach

Das Teilnetzgebiet 3 wird aus dem Umspannwerk Dettingen versorgt, welches durch die Netze BW 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 2028 und somit ebenfalls die Notwendigkeit zur Errichtung des UW Bad Urach prognostiziert.

3.1.4 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 dieser die prognostizierte Verbrauchlastspitze überschreitet. Bereits heute wird an den Übergaben, welche das Netzgebiet versorgen, eine höhere Spitzenleistung zurück gespeist, als bezogen.

Hier besteht ein erzeugungsbezogener Engpass im vorgelagerten Mittelspannungsnetz der Netze BW. Eine Erhöhung der Leistung an den Übergaben wurde bereits bei der Netze BW angefragt.

Nach aktuellen Überlegungen kann der Engpass mittels zweiter Mittelspannungsleitungen, die von Hengen bis Donnstetten verlegt werden sowie der Errichtung eines weiteren Umspannwerkes in Donnstetten behoben werden. Zu berücksichtigen ist hierbei, dass das bestehende UW Donnstetten durch die Netze BW betrieben wird und in deren Konzessionsgebiet liegt. Die Gesamtleistung des Teilnetzgebietes 4, die hier am Standort Donnstetten nach Prognose hinzukommen, ist für die Errichtung eines eigens für das Teilnetzgebiet 4 betriebenen Umspannwerkes nicht notwendig, überschreitet jedoch die am Standort noch zur Verfügung stehenden Kapazitäten. Die Netze BW und die FairNetz befinden sich in enger Abstimmung, um zeitnah eine sinnvolle technische Lösung zur Engpassbehebung für den Standort Donnstetten zu finden.

3.2 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.

Zeitraum	Maßnahme und Anlagenstandort	Aggregierte Länge / Anzahl	Geschätzte Kosten in Mio. €
2023 bis 2028 (T+5)	Leitungen	262	93,0
	Anlagenstandorte*	326	24,6
2029 bis 2033 (T+6 bis T+10)	Leitungen	169	51,1
	Anlagenstandorte*	224	22,6
2034 bis 2045 (T+11 bis Zielnetzjahr)	Leitungen	382	169,9
	Anlagenstandorte*	154	21,5

Tabelle 15: Aggregierte Maßnahmen auf MS- und MS/NS-Ebene

*Anlagenstandorte mit relevanten Maßnahmen (Erweiterungen und Neubauten) auf Netzebene MS/NS (NE 6).

3.2.1 Teilnetzgebiet 1

Mittelspannung

Maßnahme 17 bis 27

Die Maßnahmen 17 bis 27 können der Kategorie Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität zugeordnet werden. Die bestehenden Kabeltrassen werden altersbedingt ausgetauscht. Durch die Verlegung von Leitungen mit höhere Stromtragfähigkeit wird parallel eine Erhöhung der Übertragungskapazität erreicht.

Maßnahme 28 bis 30

Auf Basis eines Zubaus an Erzeugungsanlagen werden die Leitungsabschnitte der Maßnahmen 28 bis 30 ertüchtigt. Hier kann durch den Austausch der bestehenden Leitungen eine Erhöhung der Übertragungskapazität erzielt werden.

Maßnahme 31

Die Maßnahme 31 stellt den durch die FairNetz ermittelten erforderlichen Leitungsneubau von 136 km bis 2028 für das Teilnetzgebiet 1 dar. Mittels dieser Maßnahmen werden die neuen Umspannwerke sowie Schwerpunktstationen in das Bestandsnetz eingebunden. Ebenfalls sind einzelne Neubau-Leitungsabschnitte im Bestandsnetz enthalten, welche zur Entlastung des Bestandsnetzes benötigt werden.

Maßnahme 32

Die Maßnahme 32 stellt den durch das Assetmanagement berechneten altersbedingten Austauschbedarf von in Summe 13 km, bis 2028 im Teilnetzgebiet 1 dar. Bei diesem Austauschbedarf handelt es sich um reine Ersatz(neubau) jedoch mit Erhöhung der Übertragungskapazität.

Maßnahme 33

Bei Maßnahme 33 handelt es sich um altersbedingten Austauschbedarf von in Summe 30 km, bis 2028 für das Teilnetzgebiet 1. Der Austauschbedarf wird durch das Assetmanagement berechnet und stellt Maßnahmen der Kategorie Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität dar.

Maßnahme 34

Maßnahme 34 stellt den Bedarf an Rückbau und Altlastentsorgung bis 2028 im Teilnetzgebiet 1 dar. Ein Teil des Mittelspannungsnetzes ist als Freileitung ausgeführt. Da hier künftig ein großer Anteil verkabelt wird, müssen bestehende Masten und Fundamente zurückgebaut und entsorgt werden.

Umspannung MS/NS

Maßnahme 51

Die Maßnahme 51 kann der Kategorie Neubau zugeordnet werden. Hier wird eine neue Ortsnetzstation zur Entlastung der bestehenden Stationen errichtet. Auslöser der erhöhten Auslastung ist ein Zubau an Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen im nachgelagerten Niederspannungsnetz. Die Maßnahme basiert auf einem akuten Netzengpass. Dies bedeutet, dass hier keine weiteren Verbraucher und Erzeuger im Bestandsnetz angeschlossen werden können, bevor die Maßnahme nicht umgesetzt worden ist.

Ziel ist es die Station bis September 2024 einzubinden. Jedoch konnte bis jetzt kein Stationsstellplatz gefunden werden, weshalb es zu einer Verzögerung der notwendigen Maßnahme kommen kann.

Maßnahme 52 bis 54

Die Maßnahmen 52 bis 54 können der Kategorie Neubau zugeordnet werden. Hier werden neue Ortsnetzstationen zur Entlastung der bestehenden Stationen errichtet. Auslöser der erhöhten Auslastung ist ein Zubau an Verbrauchsanlagen.

Maßnahme 55 bis 57

Die Maßnahmen 55 bis 57 können der Kategorie Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität zugeordnet werden. Hier werden bestehende Ortsnetzstationen altersbedingt ausgetauscht.

Maßnahme 58

Die Maßnahme 58 kann der Kategorie Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität zugeordnet werden. Hier wird in einer bestehenden Ortsnetzstation altersbedingt ein Trafo getauscht. Der künftig neu eingebaute Trafo weist hierbei eine höhere Kapazität als der bestehende Trafo auf.

Maßnahme 59 und 60

Die Maßnahmen 59 und 60 können der Kategorie Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität zugeordnet werden. Beide Stationen werden umgebaut, um hier eine weitere Mittelspannungsleitung anzuschließen. Die aufgelegte Mittelspannungsleitung wird auf Basis erhöhter Verbrauchs- und Erzeugungsleistungen benötigt, um künftig weitere Verbraucher und Erzeuger im nachgelagerten Mittelspannungsstrang anschließen zu können.

Maßnahme 61 und 62

Die Maßnahmen 61 und 62 können der Kategorie Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität zugeordnet werden. Auslöser der Maßnahmen ist ein Zubau an Erzeugung und Verbrauch im nachgelagerten Niederspannungsnetz.

Hier werden in den bestehenden Ortsnetzstationen die Mittel- und Niederspannungsverteilungen ausgetauscht und eine weitere Mittelspannungsleitung zur Versorgung des nachgelagerten Mittel- und Niederspannungsnetzes eingebunden.

Maßnahme 63

Die Maßnahme 63 stellt den durch die FairNetz ermittelten erforderlichen Neubau von weiteren 133 Ortsnetzstationen bis 2028 für das Teilnetzgebiet 1 dar. Mittels dieser Maßnahme werden die bestehenden Ortsnetzstationen entlastet und der prognostizierte Leistungsbedarf, hervorgerufen durch den Zuwachs an Verbrauchern und Erzeugern, kann gedeckt werden.

Maßnahme 64

Die Maßnahme 64 stellt den durch die FairNetz ermittelten erforderlichen Austausch von bestehenden Trafos in 135 Ortsnetzstationen bis 2028 für das Teilnetzgebiet 1 dar. Bei diesen Maßnahmen wird ein (der) bestehender Trafo um einen Trafo mit höherer Kapazität getauscht und der prognostizierte Leistungsbedarf, hervorgerufen durch den Zuwachs an Verbrauchern und Erzeugern, kann gedeckt werden.

3.2.2 Teilnetzgebiet 2

Maßnahme 35

Die Maßnahme 35 stellt den durch die FairNetz ermittelten erforderlichen Leitungsneubau von 4,8 km bis 2028 für das Teilnetzgebiet 2 dar. Mittels dieser Maßnahme werden die neuen Umspannwerke sowie Schwerpunktstationen in das Bestandsnetz eingebunden. Ebenfalls sind einzelne Neubau-Leitungsabschnitte im Bestandsnetz enthalten, welche zur Entlastung des Bestandsnetzes benötigt werden.

Maßnahme 36

Die Maßnahme 36 stellt den durch das Assetmanagement berechneten altersbedingten Austauschbedarf von in Summe 2 km bis 2028 im Teilnetzgebiet 2 dar. Bei diesem Austauschbedarf handelt es sich um reinen Ersatz(neubau) jedoch mit Erhöhung der Übertragungskapazität.

Maßnahme 37

Bei Maßnahme 37 handelt es sich um altersbedingten Austauschbedarf von in Summe 4 km bis 2028 für das Teilnetzgebiet 2. Der Austauschbedarf wird durch das Assetmanagement berechnet und stellt Maßnahmen der Kategorie Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität dar.

Maßnahme 38

Maßnahme 38 stellt den Bedarf an Rückbau und Altlastentsorgung bis 2028 im Teilnetzgebiet 2 dar. Ein Teil des Mittelspannungsnetzes ist als Freileitung ausgeführt. Da hier künftig ein großer Anteil verkabelt wird, müssen bestehende Masten und Fundamente zurückgebaut und entsorgt werden.

Umspannung MS/NS

Maßnahme 65

Die Maßnahme 65 stellt den durch die FairNetz ermittelten erforderlichen Neubau von weiteren 3 Ortsnetzstationen bis 2028 für das Teilnetzgebiet 2 dar. Mittels dieser Maßnahmen werden die bestehenden Ortsnetzstationen entlastet und der prognostizierte Leistungsbedarf, hervorgerufen durch den Zuwachs an Verbrauchern und Erzeugern, kann gedeckt werden.

Maßnahme 66

Die Maßnahme 66 stellt den durch die FairNetz ermittelten erforderlichen Austausch von bestehenden Trafos in 12 Ortsnetzstationen bis 2028 für das Teilnetzgebiet 2 dar. Bei diesen Maßnahmen wird der bestehende Trafo um einen Trafo mit höherer Kapazität getauscht und der prognostizierte Leistungsbedarf, hervorgerufen durch den Zuwachs an Verbrauchern und Erzeugern, kann gedeckt werden.

3.2.3 Teilnetzgebiet 3

Maßnahme 39 und 40

Die Maßnahmen 39 bis 40 können der Kategorie Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität zugeordnet werden. Die bestehenden Kabeltrassen werden altersbedingt ausgetauscht. Durch die Verlegung von Leitungen mit höherer Stromtragfähigkeit wird parallel eine Erhöhung der Übertragungskapazität erreicht.

Maßnahme 41

Auf Basis eines Zubaus an Lasten werden die Leitungsabschnitte der Maßnahmen 41 ertüchtigt. Hier kann durch den Austausch der bestehenden Leitungen eine Erhöhung der Übertragungskapazität erzielt werden.

Maßnahme 42

Die Maßnahme 42 stellt den durch die FairNetz ermittelten erforderlichen Leitungsneubau von 1,06 km bis 2028 für das Teilnetzgebiet 3 dar. Mittels dieser Maßnahmen werden die neuen Umspannwerke sowie Schwerpunktstationen in das Bestandsnetz eingebunden. Ebenfalls sind einzelne Neubau-Leitungsabschnitte im Bestandsnetz enthalten, welche zur Entlastung des Bestandsnetzes benötigt werden.

Maßnahme 43

Die Maßnahme 43 stellt den durch das Assetmanagement berechneten altersbedingten Austauschbedarf von in Summe 8 km bis 2028 im Teilnetzgebiet 3 dar. Bei diesem Austauschbedarf handelt es sich um reinen Ersatz(neubau) jedoch mit Erhöhung der Übertragungskapazität.

Maßnahme 44

Bei Maßnahme 44 handelt es sich um altersbedingten Austauschbedarf von in Summe 19 km bis 2028 für das Teilnetzgebiet 3. Der Austauschbedarf wird durch das Assetmanagement berechnet und stellt Maßnahmen der Kategorie Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität dar.

Maßnahme 45

Maßnahme 45 stellt den Bedarf an Rückbau und Altlastentsorgung bis 2028 im Teilnetzgebiet 3 dar. Ein Teil des Mittelspannungsnetzes ist als Freileitung ausgeführt. Da hier künftig ein großer Anteil verkabelt wird, müssen bestehende Masten und Fundamente zurückgebaut und entsorgt werden.

Umspannung MS/NS

Maßnahme 67

Die Maßnahme 67 kann der Kategorie Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität zugeordnet werden. Hier wird die bestehende Ortsnetzstation altersbedingt ausgetauscht.

Maßnahme 68

Die Maßnahme 68 stellt den durch die FairNetz ermittelten erforderlichen Neubau von einer weiteren Ortsnetzstation bis 2028 für das Teilnetzgebiet 3 dar. Mittels dieser Maßnahme werden die bestehenden umliegenden Ortsnetzstationen entlastet und der prognostizierte Leistungsbedarf, hervorgerufen durch den Zuwachs an Verbrauchern und Erzeugern, kann gedeckt werden.

Maßnahme 69

Die Maßnahme 69 stellt den durch die FairNetz ermittelten erforderlichen Austausch von bestehenden Trafos in 11 Ortsnetzstationen bis 2028 für das Teilnetzgebiet 3 dar. Bei diesen Maßnahmen wird der bestehende Trafo um einen Trafo mit höherer Kapazität getauscht und der prognostizierte Leistungsbedarf, hervorgerufen durch den Zuwachs an Verbrauchern und Erzeugern, kann gedeckt werden.

3.2.4 Teilnetzgebiet 4

Maßnahme 46

Die Maßnahmen 46 kann der Kategorie Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität zugeordnet werden. Die bestehenden Kabeltrassen werden altersbedingt ausgetauscht. Durch die Verlegung von Leitungen mit höherer Stromtragfähigkeit wird parallel eine Erhöhung der Übertragungskapazität erreicht.

Maßnahme 47

Die Maßnahme 47 stellt den durch die FairNetz ermittelten erforderlichen Leitungsneubau von 9,8 km bis 2028 für das Teilnetzgebiet 4 dar. Mittels dieser Maßnahme werden die neuen Umspannwerke sowie Schwerpunktstationen in das Bestandsnetz eingebunden. Ebenfalls sind einzelne Neubau-Leitungsabschnitte im Bestandsnetz enthalten, welche zur Entlastung des Bestandsnetzes benötigt werden.

Maßnahme 48

Die Maßnahme 48 stellt den durch das Assetmanagement berechneten altersbedingten Austauschbedarf von in Summe 3 km bis 2028 im Teilnetzgebiet 4 dar. Bei diesem Austauschbedarf handelt es sich um reinen Ersatz(neubau) jedoch mit Erhöhung der Übertragungskapazität.

Maßnahme 49

Bei Maßnahme 49 handelt es sich um altersbedingten Austauschbedarf von in Summe 7 km bis 2028 für das Teilnetzgebiet 4. Der Austauschbedarf wird durch das Assetmanagement berechnet und stellt Maßnahmen der Kategorie Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität dar.

Maßnahme 50

Maßnahme 50 stellt den Bedarf an Rückbau und Altlastentsorgung bis 2028 im Teilnetzgebiet 4 dar. Ein Teil des Mittelspannungsnetzes ist als Freileitung ausgeführt. Da hier künftig ein großer Anteil verkabelt wird, müssen bestehende Masten und Fundamente zurückgebaut und entsorgt werden.

Umspannung MS/NS

Maßnahme 70

Die Maßnahme 70 kann der Kategorie Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität zugeordnet werden. Hier wird in einer bestehenden Ortsnetzstation altersbedingt ein Trafo getauscht. Der künftig neu eingebaute Trafo weist hierbei eine höhere Kapazität als der bestehende Trafo auf.

Maßnahme 71

Die Maßnahme 71 stellt den durch die FairNetz ermittelten erforderlichen Neubau von einer weiteren Ortsnetzstation bis 2028 für das Teilnetzgebiet 4 dar. Mittels dieser Maßnahme werden die bestehenden umliegenden Ortsnetzstationen entlastet und der prognostizierte Leistungsbedarf, hervorgerufen durch den Zuwachs an Verbrauchern und Erzeugern, kann gedeckt werden.

Maßnahme 72

Die Maßnahme 72 stellt den durch die FairNetz ermittelten erforderlichen Austausch von bestehenden Trafos in 16 Ortsnetzstationen bis 2028 für das Teilnetzgebiet 4 dar. Bei diesen Maßnahmen wird der bestehende Trafo um einen Trafo mit höherer Kapazität getauscht und der prognostizierte Leistungsbedarf, hervorgerufen durch den Zuwachs an Verbrauchern und Erzeugern, kann gedeckt werden.

3.3 Niederspannung

Die für die Engpassvermeidung oder -minderung erforderlichen Optimierungs-, Verstärkungs-, Erneuerungs- und Ausbaumaßnahmen je Zeitraum werden wie in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst dargestellt.

Zeitraum	Maßnahme	Aggregierte Länge / Anzahl	Geschätzte Kosten in Mio. €
2023 bis 2028 (T+5)	Leitungen	320	92,9
2029 bis 2033 (T+6 bis T+10)	Leitungen	396	127,6
2034 bis 2045 (T+11 bis Zielnetzjahr)	Leitungen	713	282,0

Tabelle 16: Aggregierte Maßnahmen auf MS- und MS/NS-Ebene

4. Erläuterung zu den Netzkarten

Alle geforderten Netzkarten nach §14 d EnWG können dem Anhang entnommen werden. Zum besseren Verständnis zu den Karten wird im Folgenden der Aufbau dieser kurz erläutert.

Anhang a

Der Anhang ist nach Teilnetzgebieten gegliedert. Je Teilnetzgebiet wird im Anhang a als erstes das Bestandsnetz abgebildet.

Anhang b

Im jeweiligen Anhang b wird der Netzausbaubedarf bis 2028 ausgewiesen. Hierbei werden alle Netzausbaumaßnahmen der Hochspannung und Umspannung HS/MS wie in Kapitel 3.1 ausgewiesen grafisch dargestellt. Die für die grafische Abbildung der neu zu errichtenden Umspannwerke HS/MS Grundstücke sind nicht als bereits festgelegte Stationsstellplätze zu sehen. Stattdessen können diese Standorte und ihre Umgebung als „Suchräume“ verstanden werden. Für die Mittelspannungsmaßnahmen wie in Kapitel 3.2 aufgeführt, werden lediglich die Sammelmaßnahmen 31, 35, 42 und 47 angezeigt. Hintergrund ist hierbei, dass zum Zeitpunkt der Erstellung der Karten noch kein georeferenzierter Datensatz für die anderen ausgewiesenen Einzelmaßnahmen zur Verfügung standen. Da der Großteil der Maßnahmen jedoch durch die Sammelmaßnahmen 31, 35, 42 und 47 beschrieben werden, ist dies zu vernachlässigen. Der genaue Leitungsverlauf der berechneten Leitungen ergibt sich erst nach einer konkreten Umsetzungsplanung und spiegelt in der Karte lediglich eine Option wider.

Die Maßnahmen der Umspannebene MS/NS kann ebenfalls nicht ohne weiteres mit dem Datensatz der Netzausbauplanung der Mittelspannung verknüpft werden. Aus diesem Grund werden diese nicht in den Karten ausgewiesen.

Anhang c

Im Anhang c wird der Netzausbaubedarf zwischen 2029 bis 2033 für die Hochspannung und Umspannung HS/MS simultan zum Kapitel 3.1 ausgewiesen. Die für die grafische Abbildung der neu zu errichtenden Umspannwerke HS/MS Grundstücke sind nicht als bereits festgelegte Stationsstellplätze zu sehen. Stattdessen können diese Standorte und ihre Umgebung als „Suchräume“ verstanden werden.

Für die Mittelspannungsmaßnahmen wurden spezifisch das Jahr 2028 und 2045 betrachtet. Die Maßnahmen dieser Netzebene ist demnach nicht im Kartenmaterial des Anhang c enthalten.

Anhang d

Der Netzausbaubedarf zwischen 2034 und 2045 für die Hochspannung und Umspannung HS/MS, simultan zu den in Kapitel 3.1 aufgeführten Maßnahmen, wird in den jeweiligen Karten des Anhang d ausgewiesen. Die für die grafische Abbildung der neu zu errichtenden Umspannwerke HS/MS Grundstücke sind nicht als bereits festgelegte Stationsstellplätze zu sehen. Stattdessen können diese Standorte und ihre Umgebung als „Suchräume“ verstanden werden.

Die im Anhang d grafisch abgebildeten Mittelspannungsmaßnahmen spiegeln die Leitungen wider, die zwischen 2029 und 2045 verstärkt oder neu errichtet werden müssen. Der genaue Leitungsverlauf der berechneten Leitungen ergibt sich erst nach einer konkreten Umsetzungsplanung und spiegelt in der Karte lediglich eine Option wider.

Anhang e

Im Anhang e wird die Auslastung des heutigen Bestandsnetzes unter den für das Jahr 2045 prognostizierten Leistungen abgebildet. Hierbei werden die engpassbehafteten Betriebsmittel ausgewiesen. Als engpassbehaftet resultieren hierbei alle Mittelspannungsübergaben sowie die bestehenden Umspannwerke der HS/MS-Ebene. Das Mittelspannungsnetz weist zwar einzelne Leitungen auf, die keine unmittelbare Leitungsüberlastung im Jahr 2045 aufweisen, jedoch sind diese in engpassbehafteten Mittelspannungsabgängen, wodurch auch für diese Leitungen ein faktischer Engpass resultiert. Für die Ortnetzstationen werden alle Stationen, für welche eine Trafoüberlastung berechnet wird, grafisch hervorgehoben.

5. Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen

5.1 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 hat in Kooperation mit dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber bereits ein Projekt initiiert, um marktlich zu beschaffende Blindleistungsbedarfe zu quantifizieren. Auf Basis der hier resultierenden Ergebnisse wird anschließend bewertet, in welcher Form eine Bedarfsermittlung für das Netz der FairNetz sinnvoll möglich ist. Zum aktuellem Zeitpunkt ist eine genaue Angabe dieser Werte demnach nicht möglich.

5.2 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 die technische Einbringung dieser Flexibilitäten sowie die Herausdeutung der notwendigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, sich aktuell noch in der Forschungsphase befinden.

6. 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 berücksichtigt 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.

7. Stellungnahmen

Vom 1. Mai 2024 bis zum 22. Mai 2024 besteht auf [VNBdigital](#) die Möglichkeit, eine Stellungnahme zum vorliegenden Netzausbauplan einzureichen.

Die FairNetz behält sich das Recht vor, sachfremde oder unangemessene Stellungnahmen nicht zu veröffentlichen.

Literaturverzeichnis

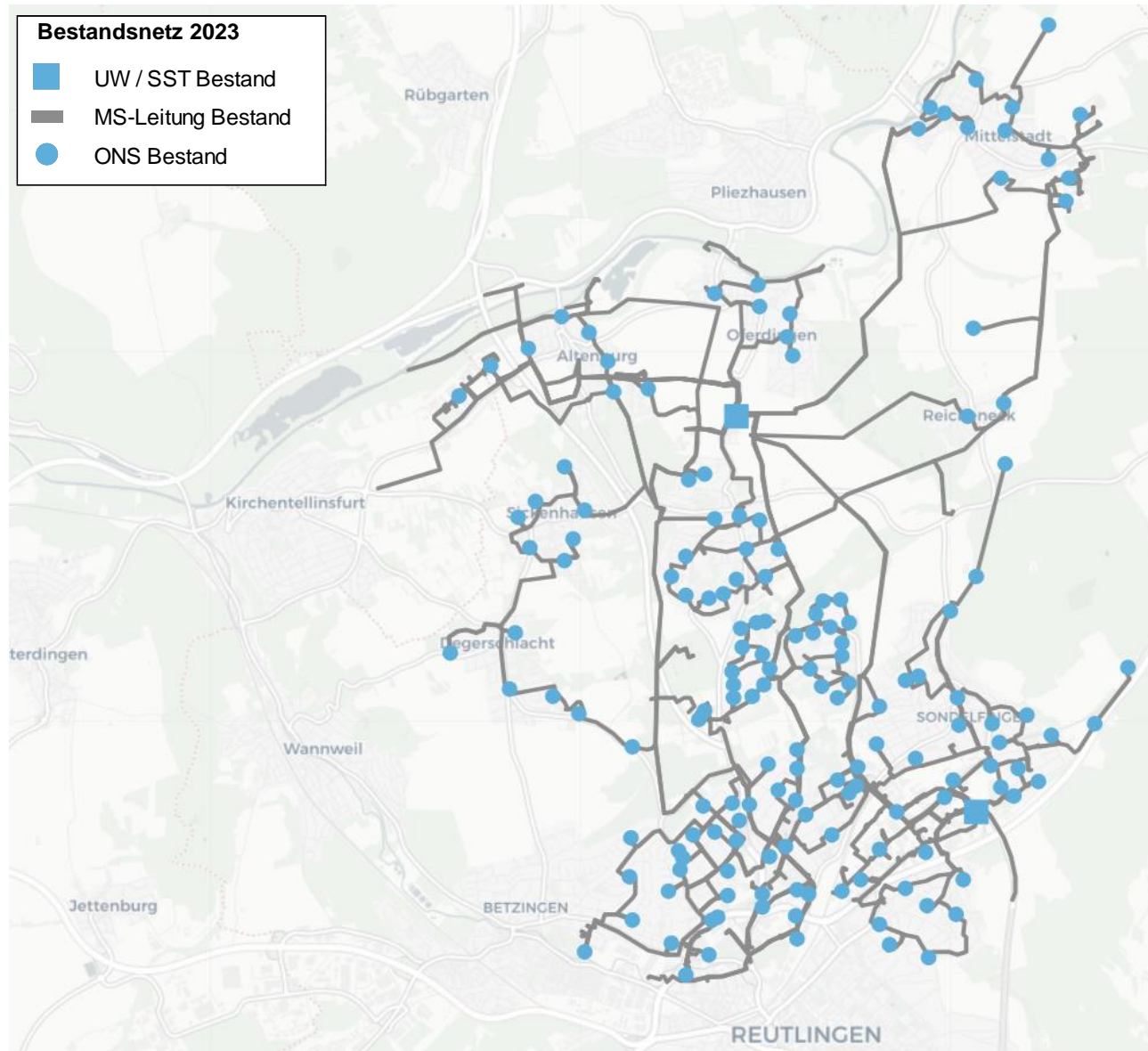
- [1] "Regionalszenario SÜDWEST - Planungsregion SÜDWEST"; Planungsregion SÜDWEST, „abgerufen auf VNBdigital,“ 30 06 2023. [Online]. Available: <https://www.vnbdigital.de/gateway/files?serviceName=vnb&fileId=649bcfc39b70ff2ebcf83e0c&preview=1>.
- [2] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V., „fnb-gas,“ 15 11 2023. [Online]. Available: <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/>.
- [3] "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>.

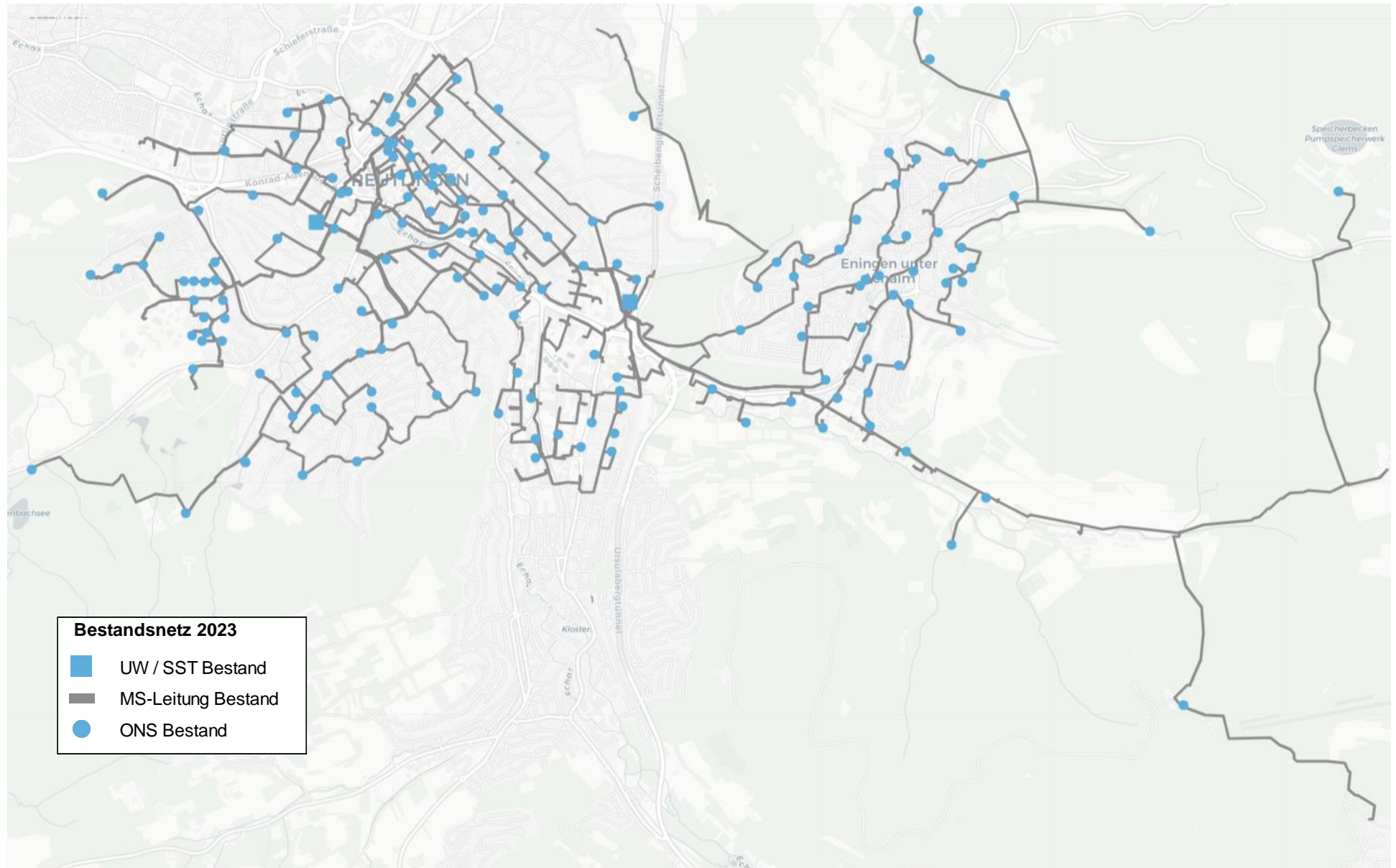
Anhang

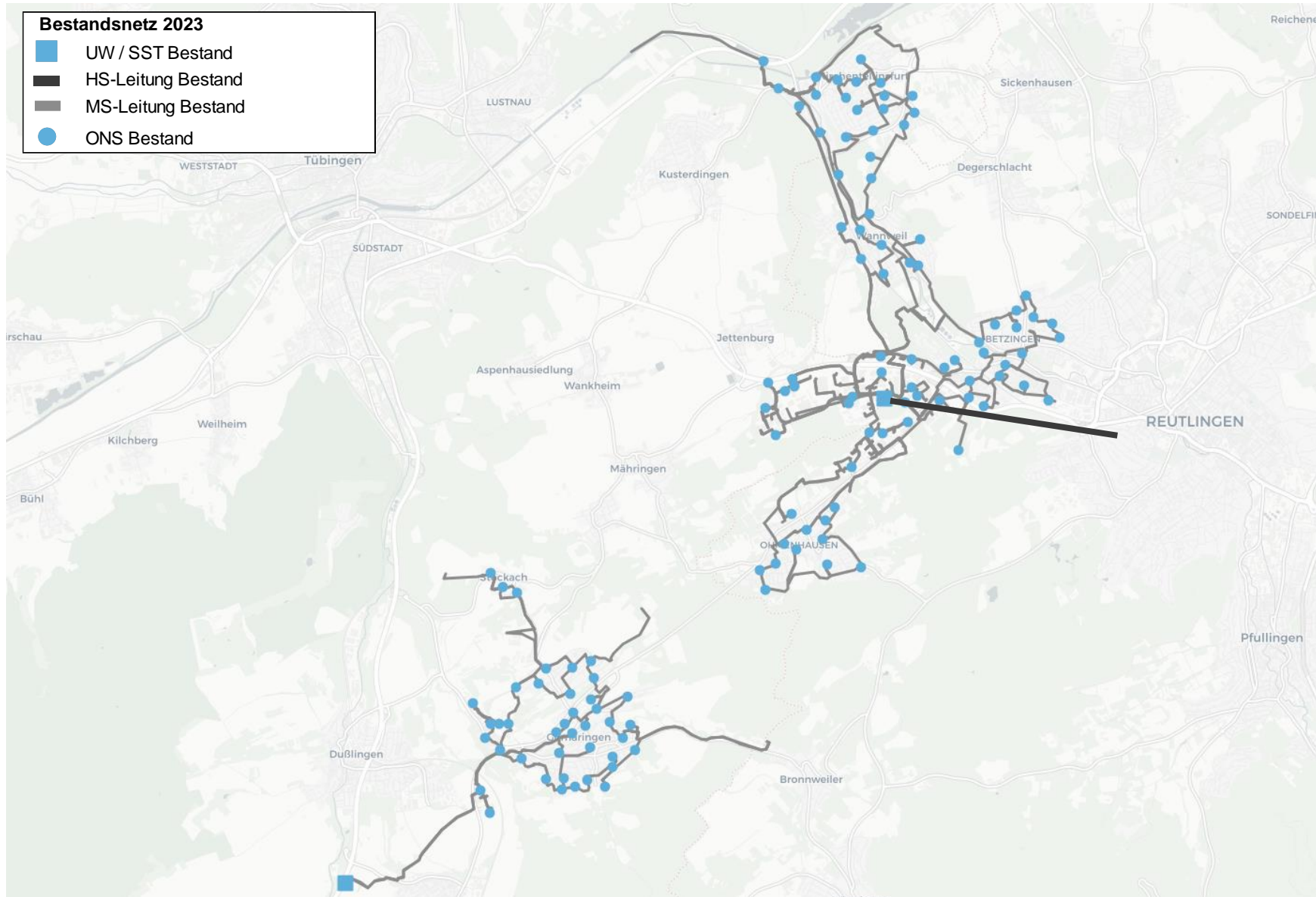
1. Netzkarte § 14d Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 EnWG – Teilnetzgebiet 1

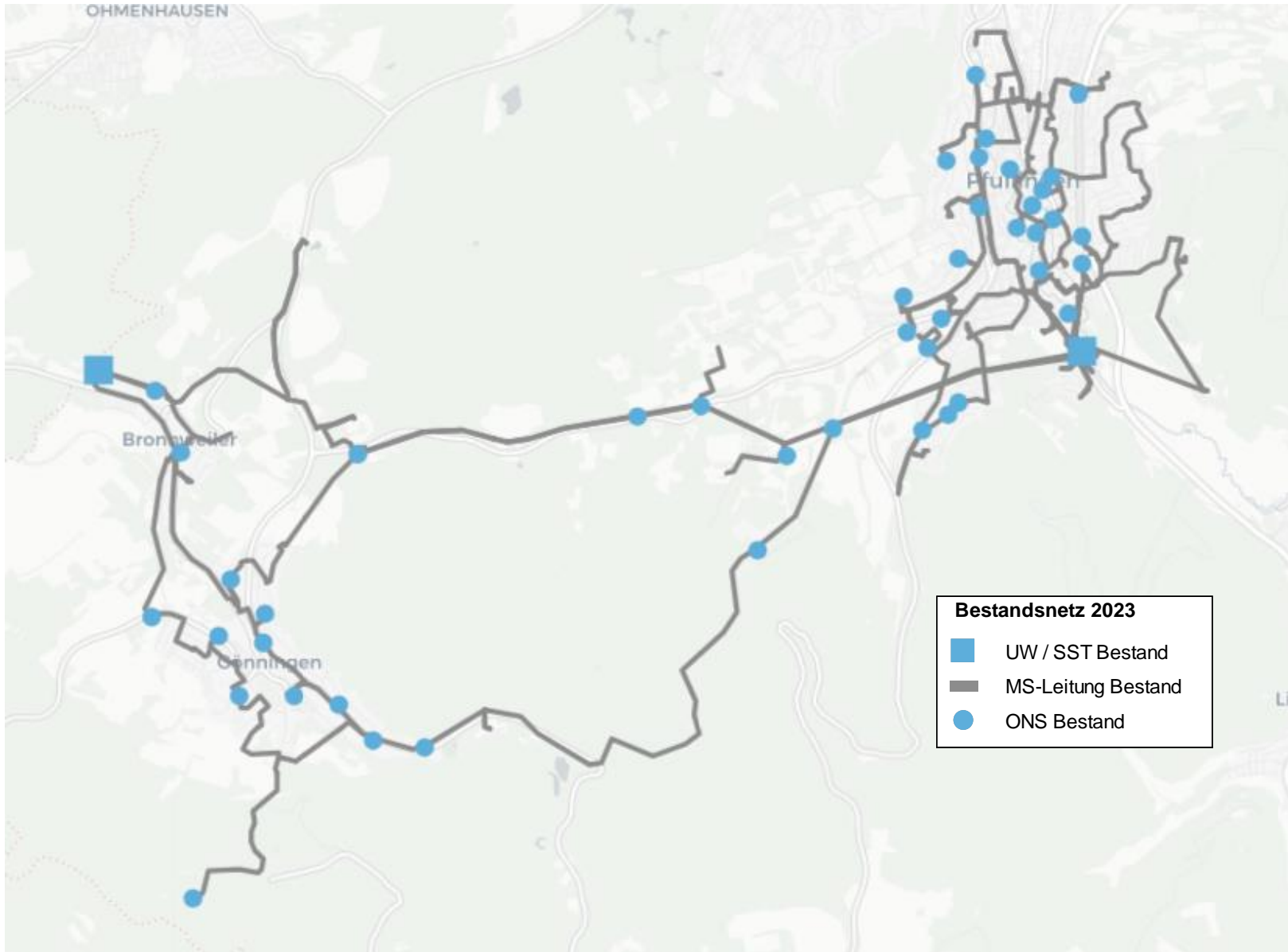
a. Aktuelle Netzkarte des Bestandsnetzes



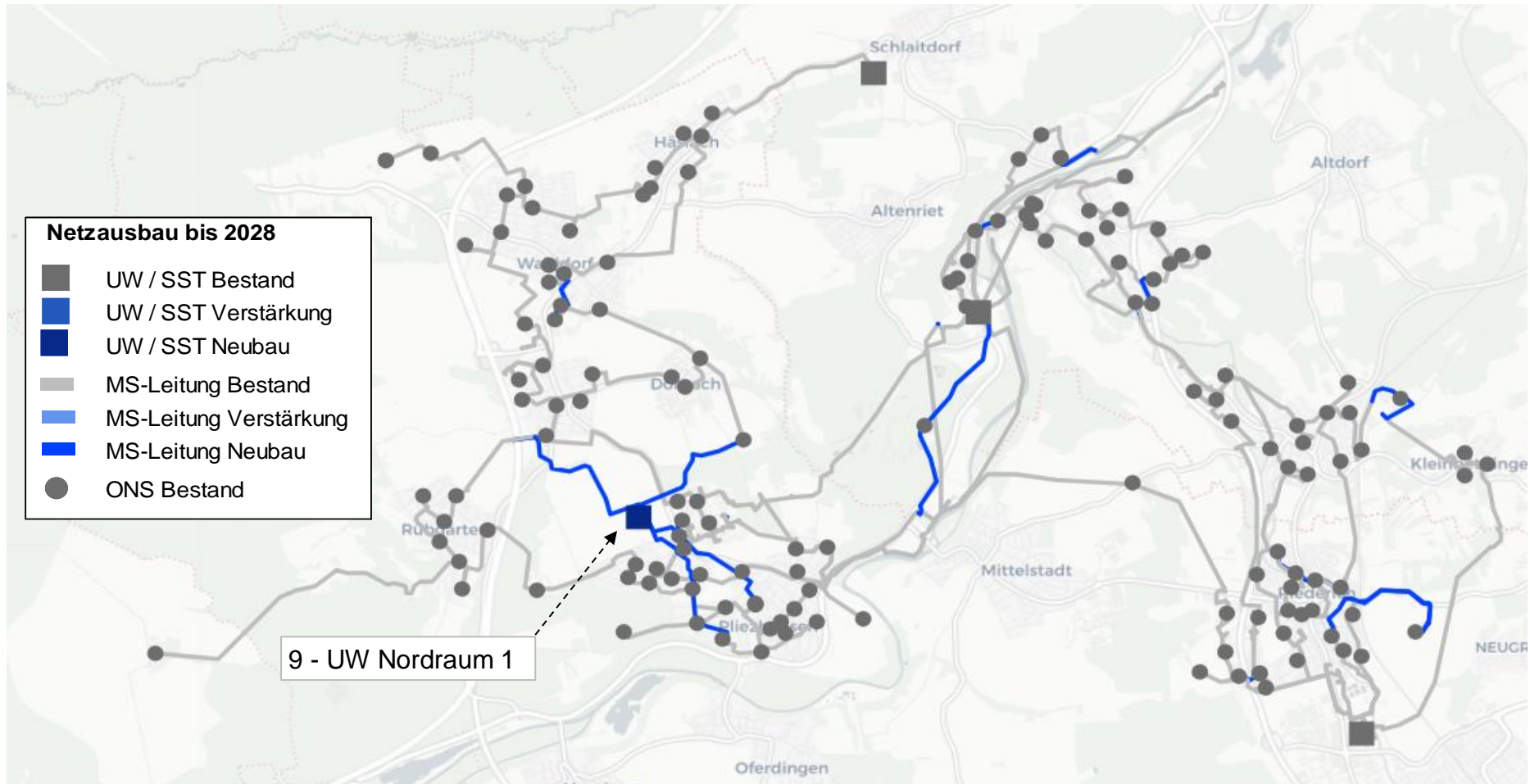


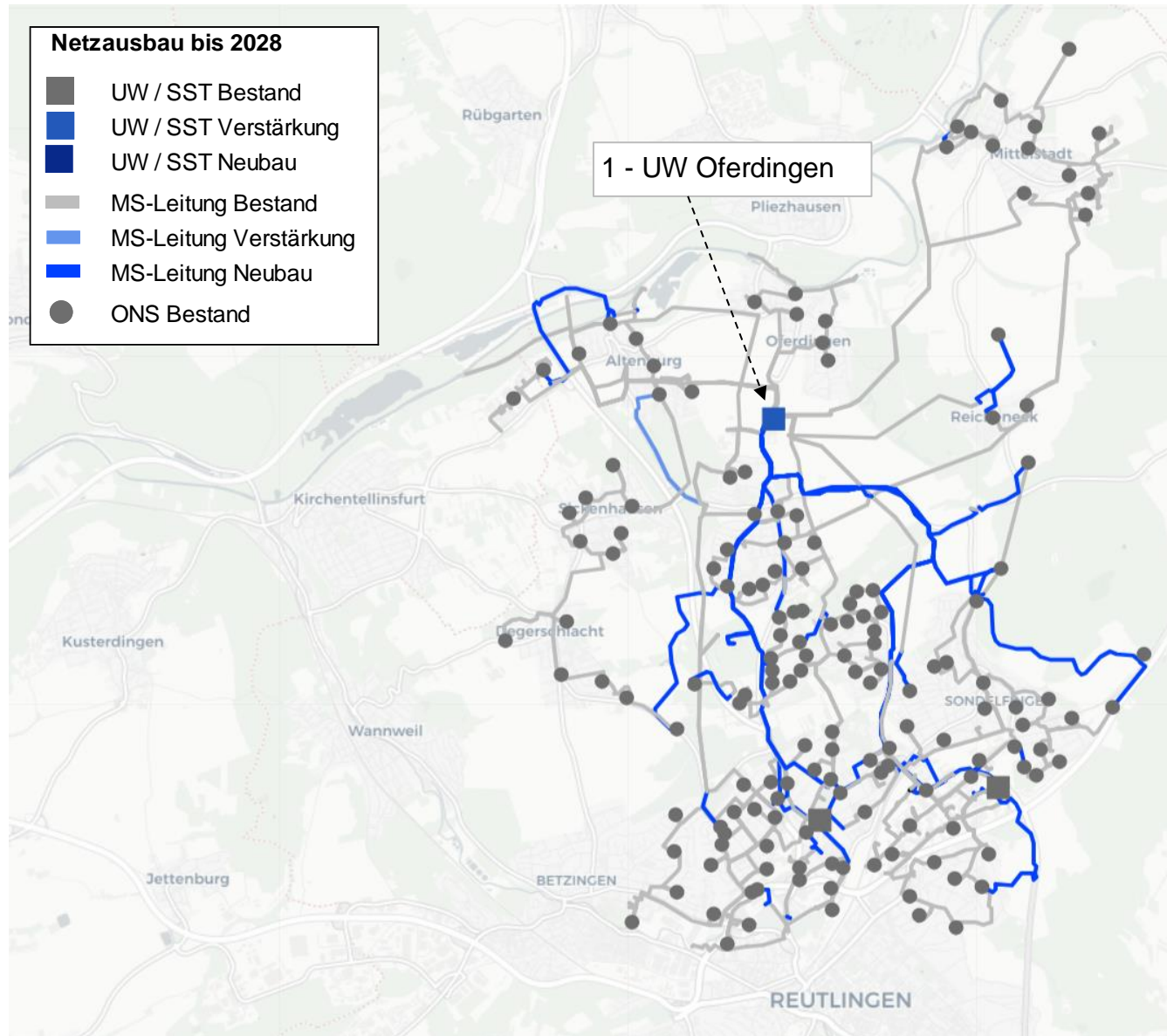


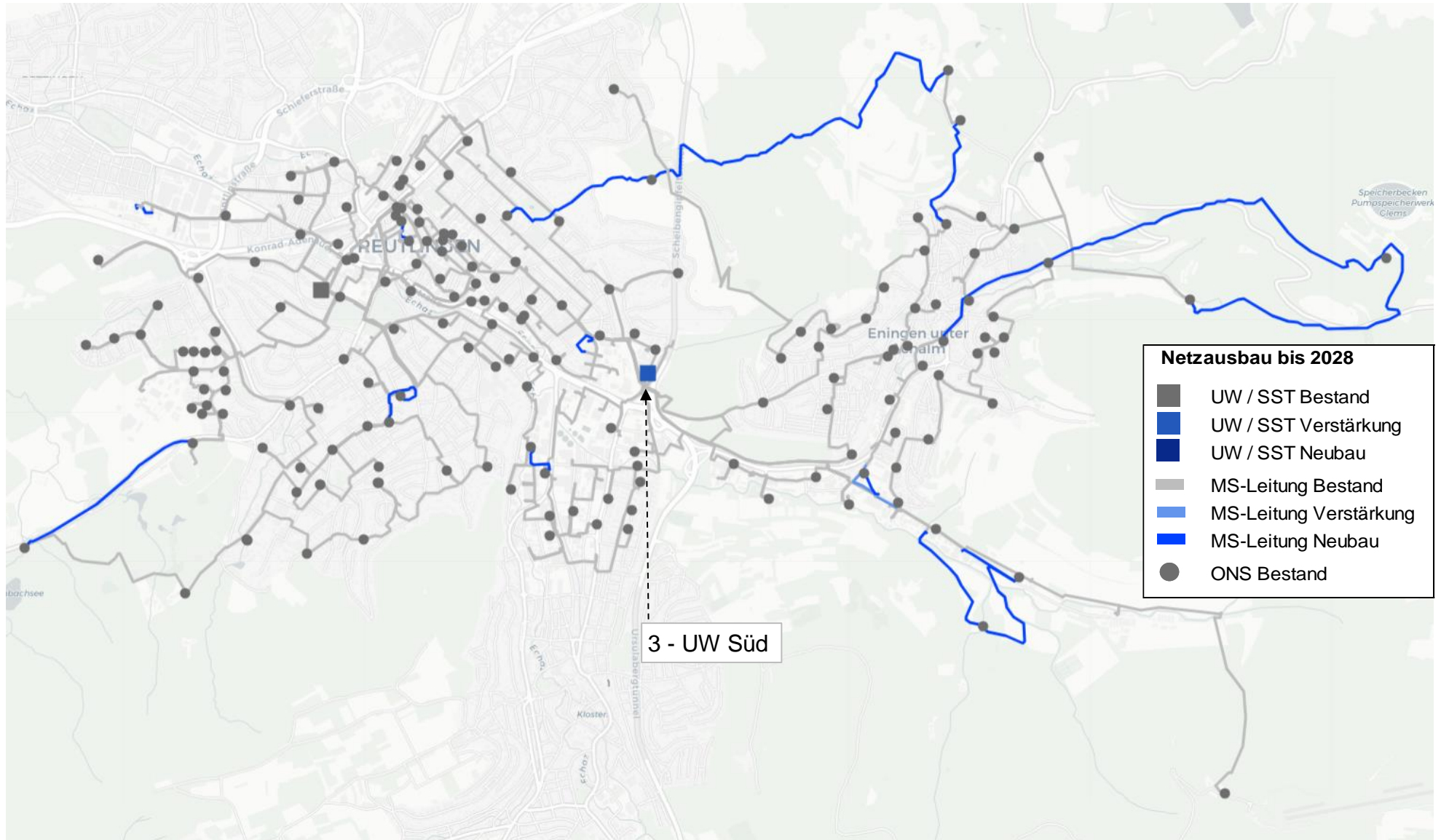


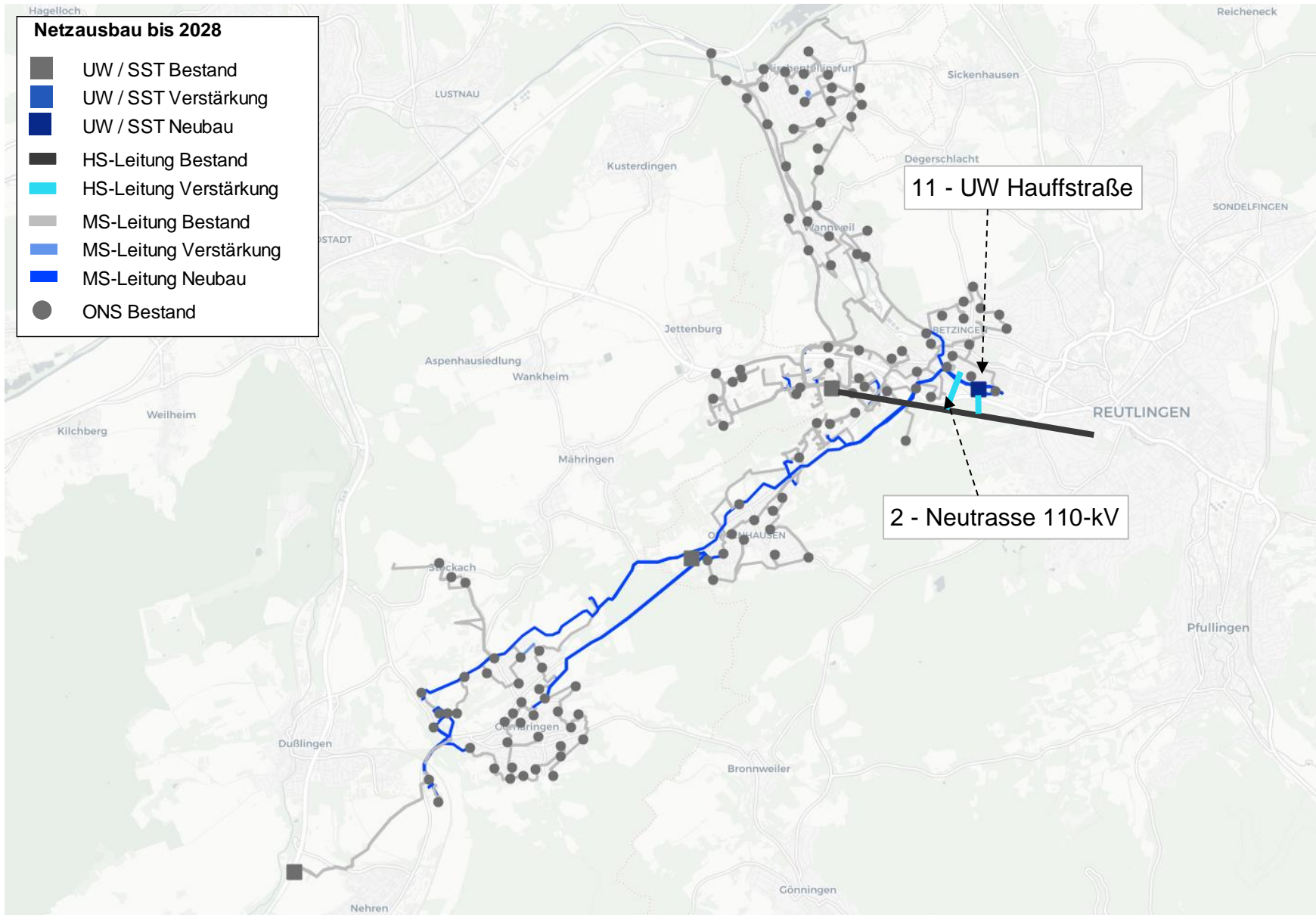


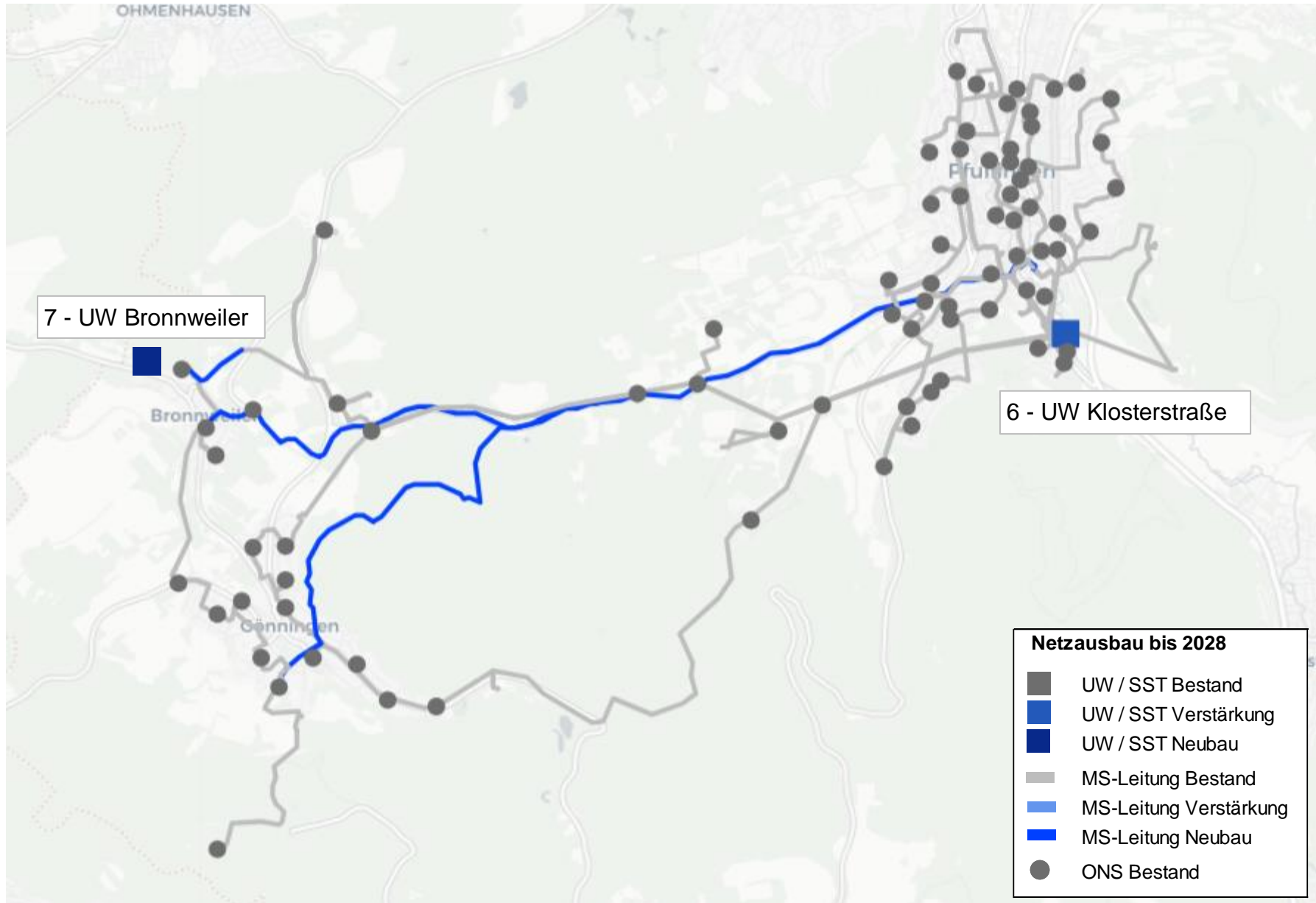
b. Netzausbauplan 2028



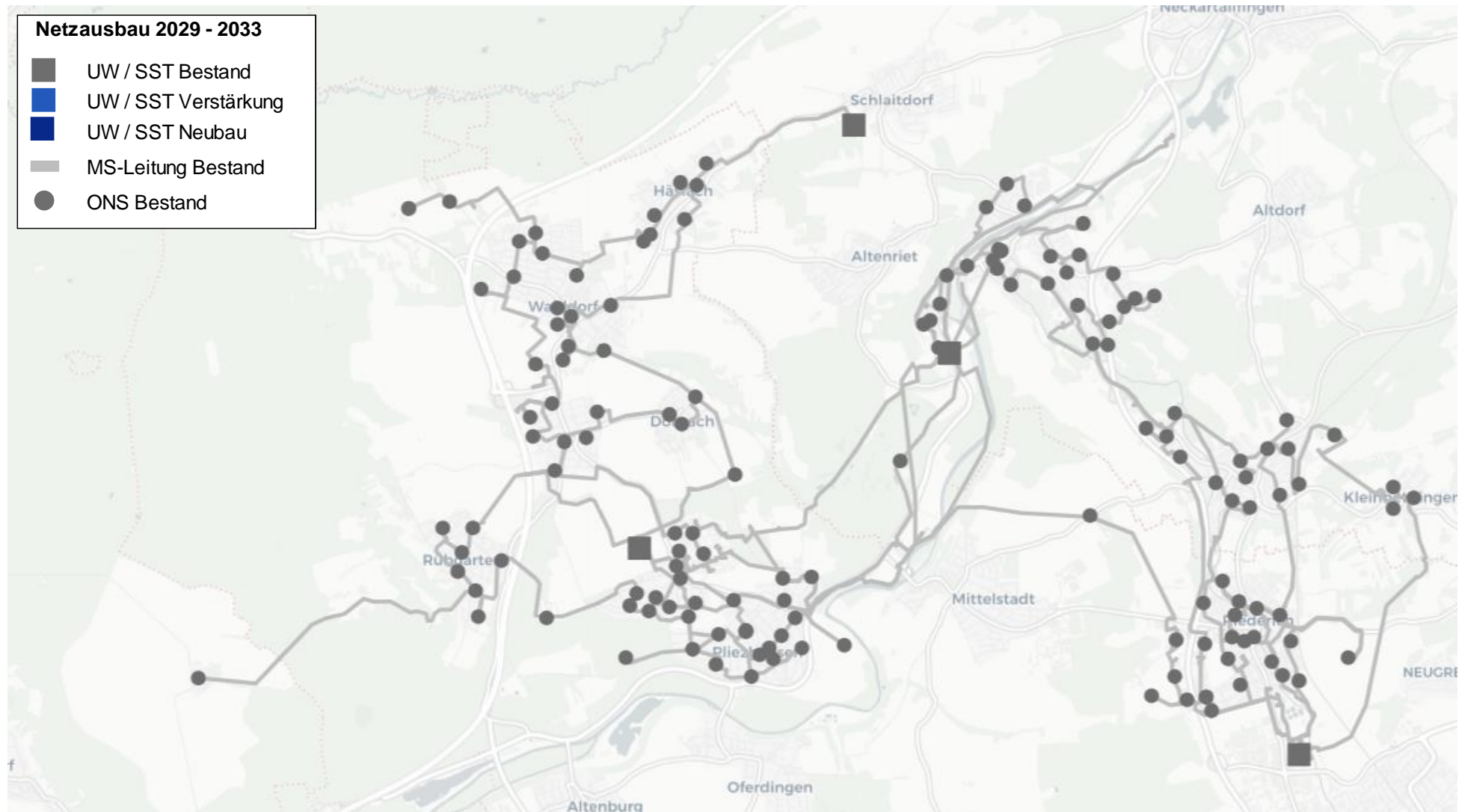


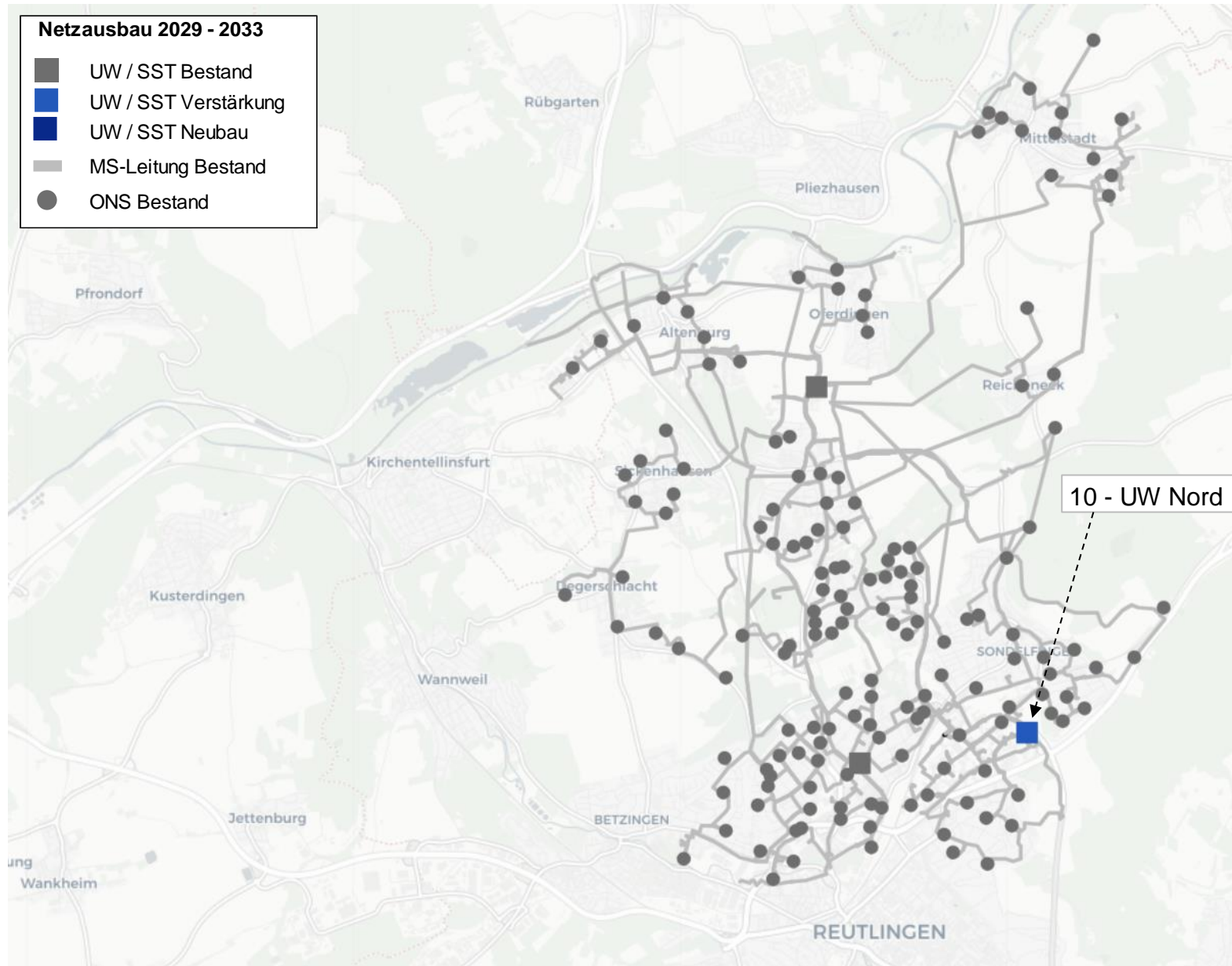


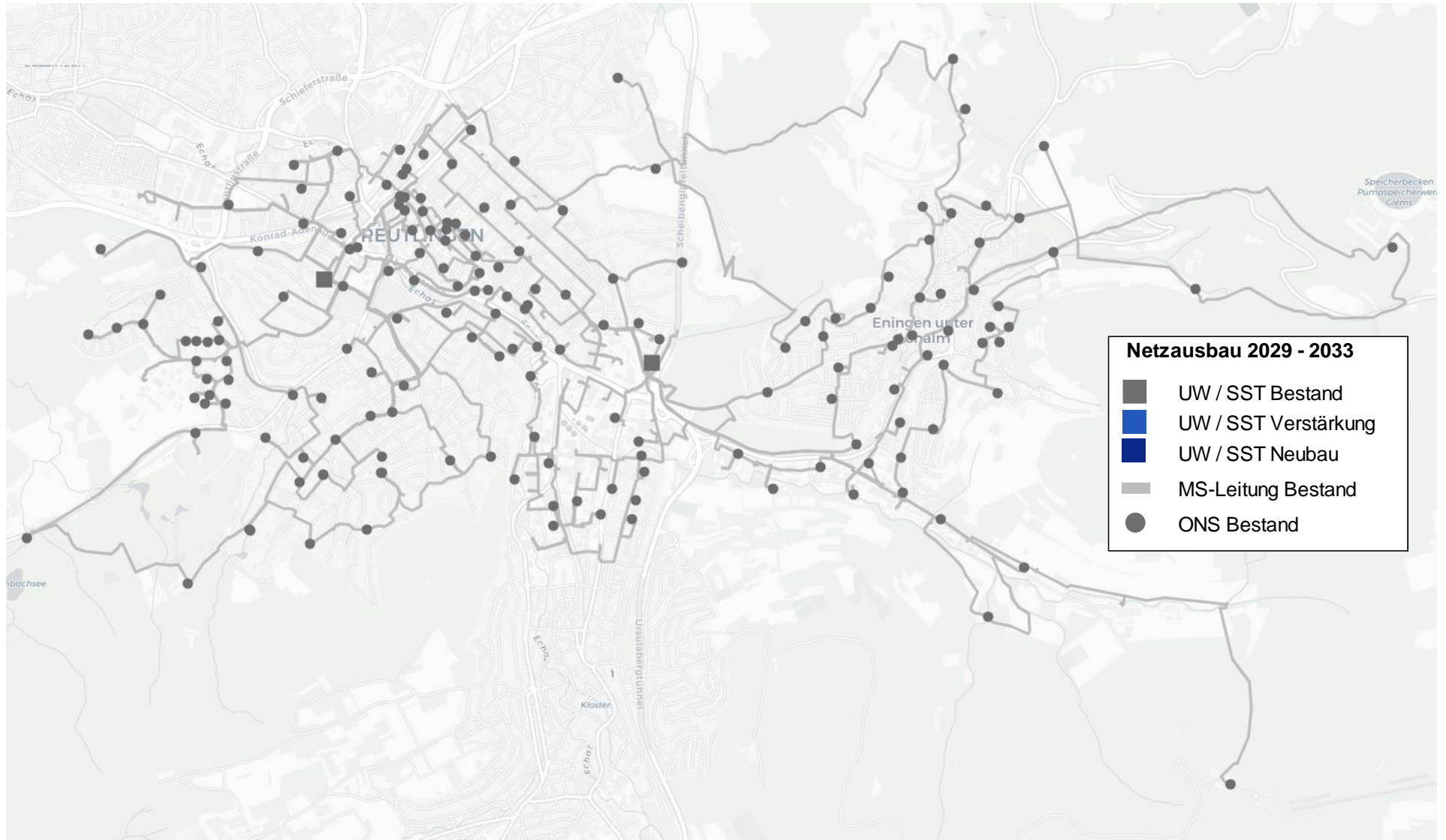


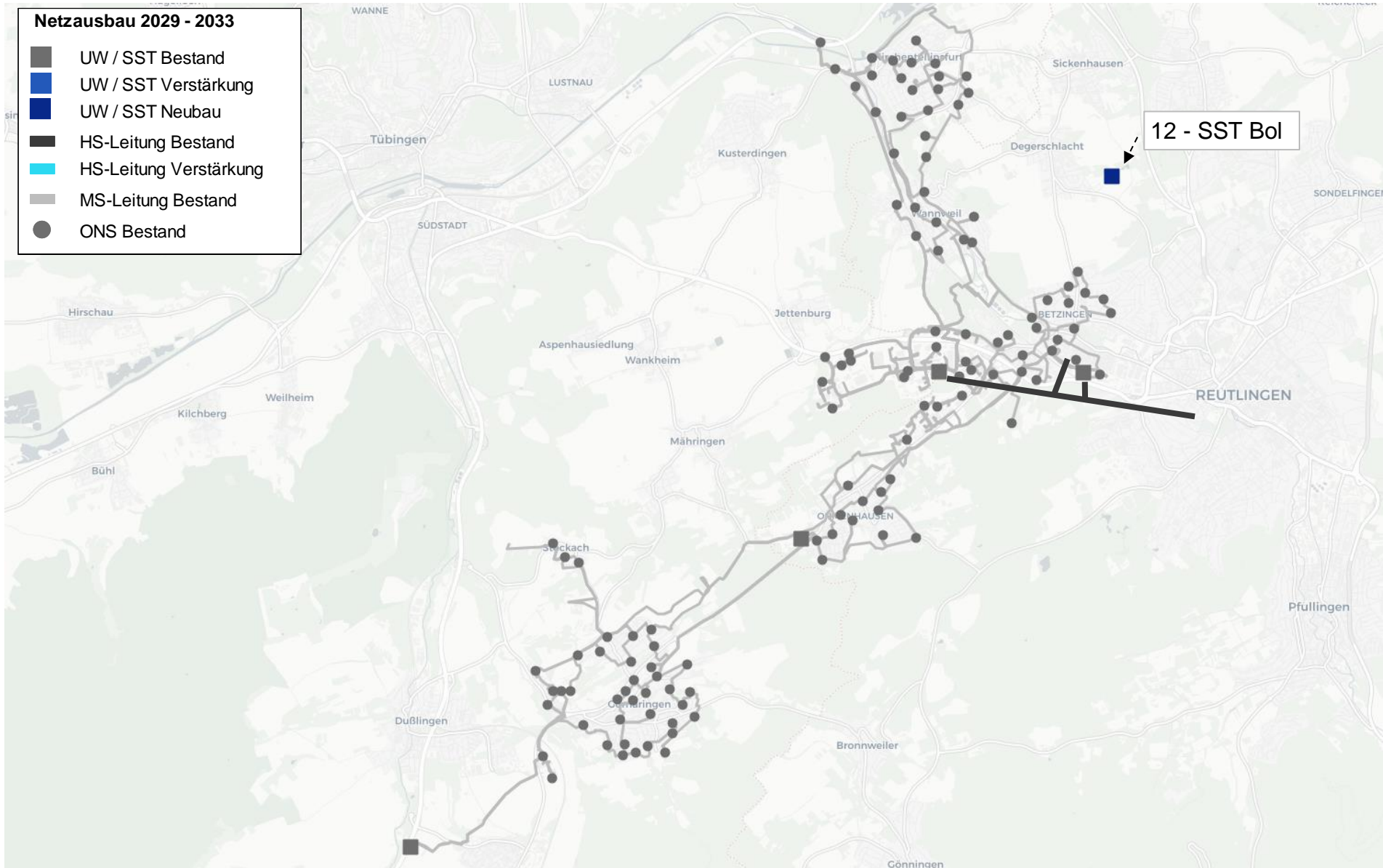


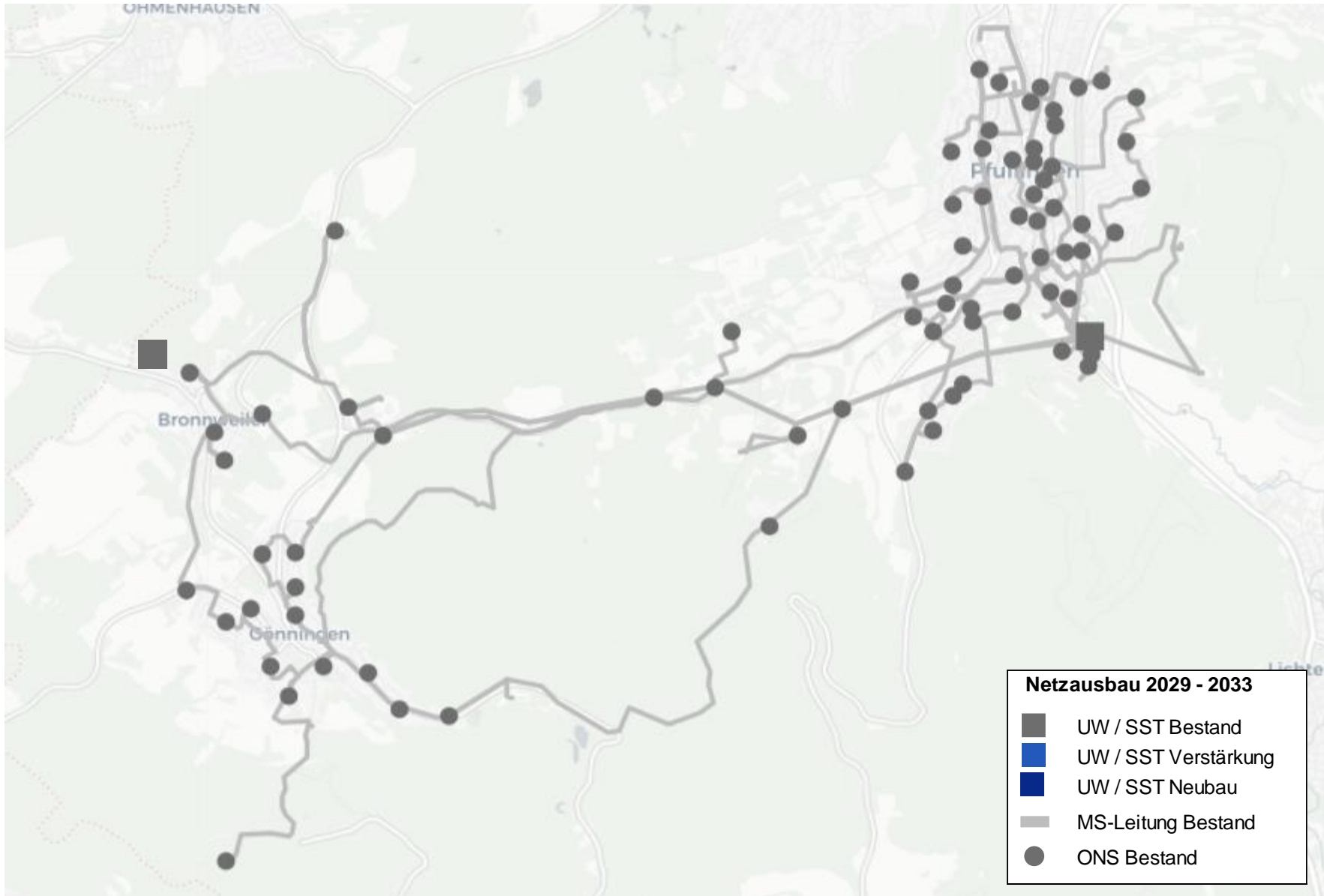
c. Netzausbauplan 2033



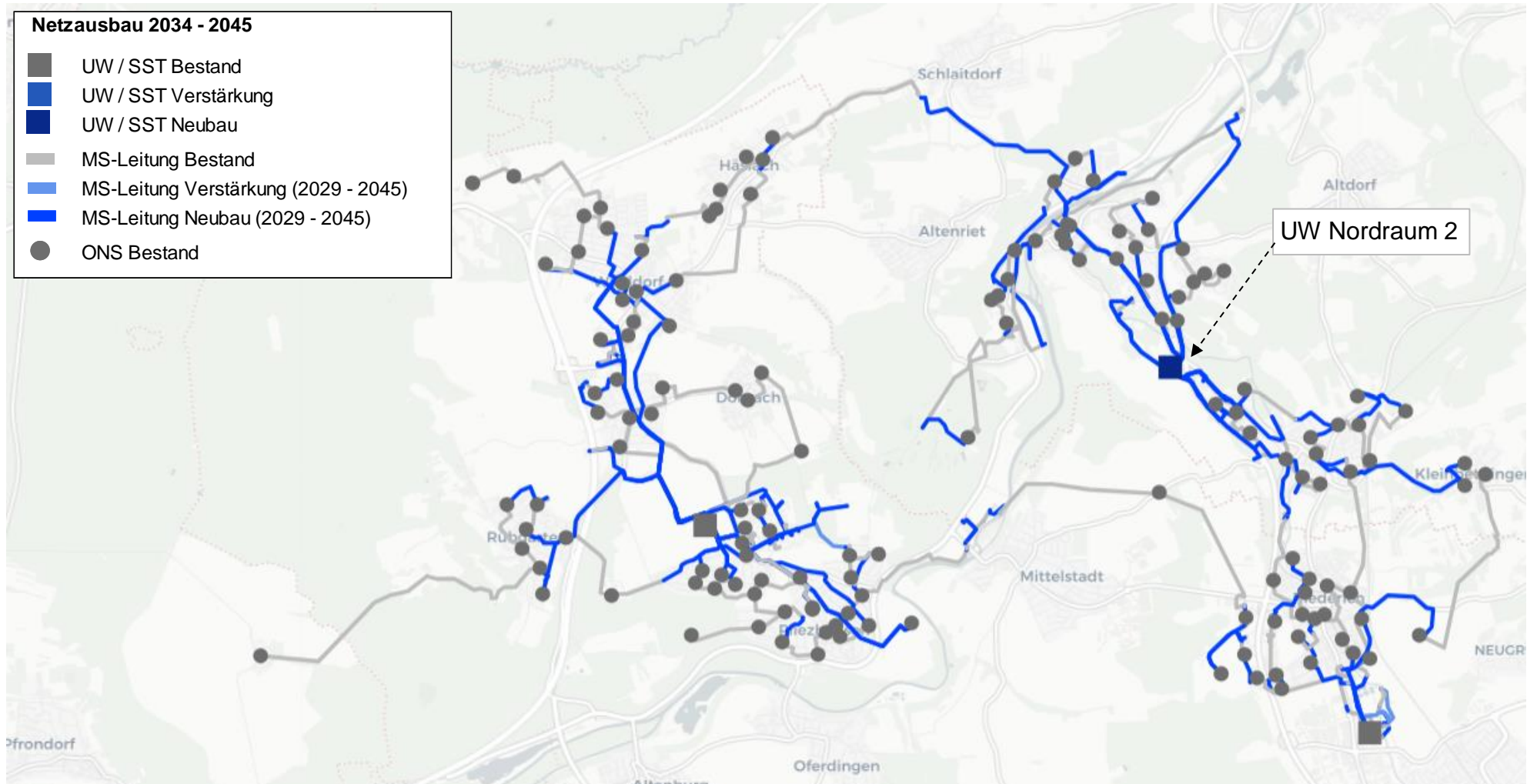


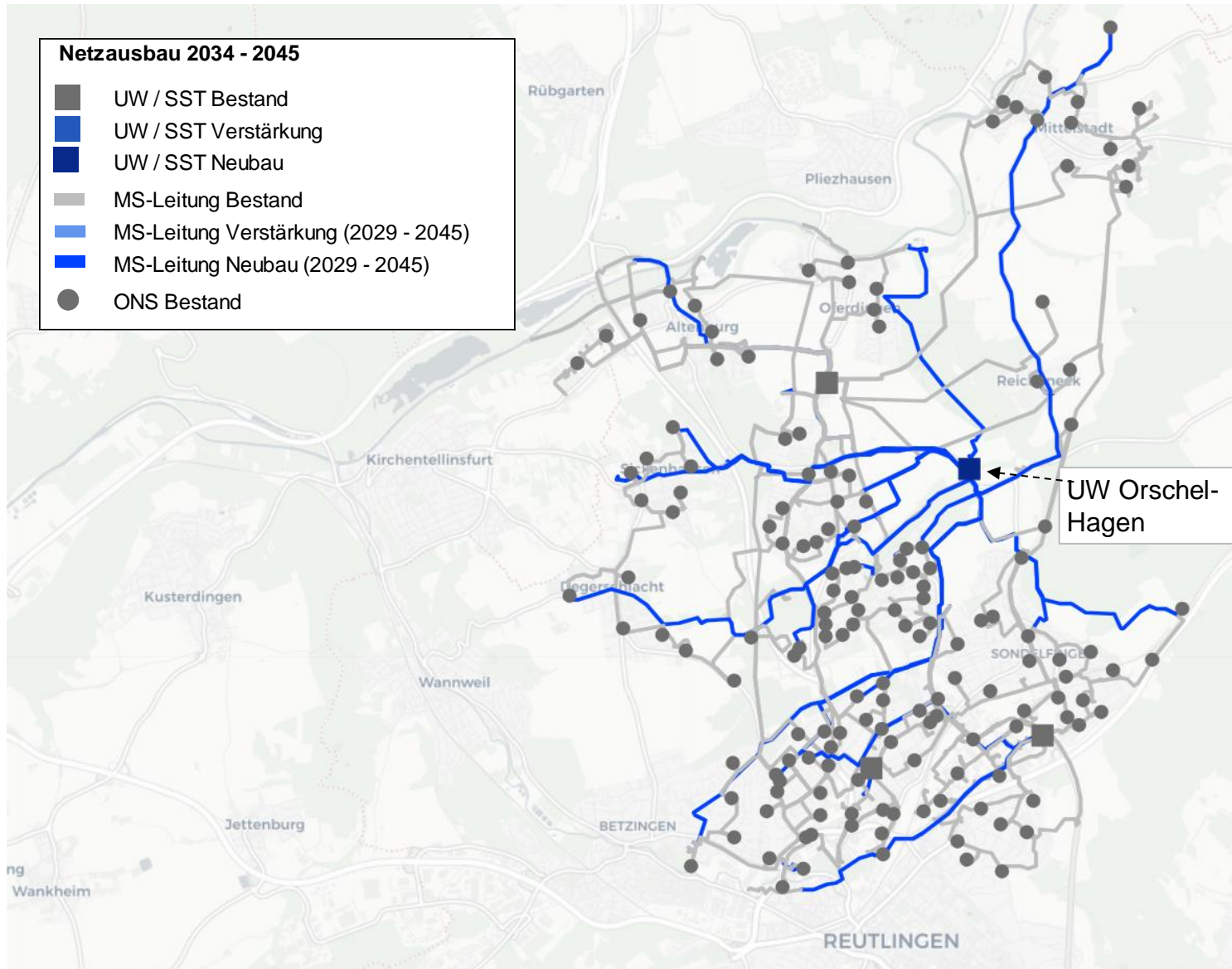


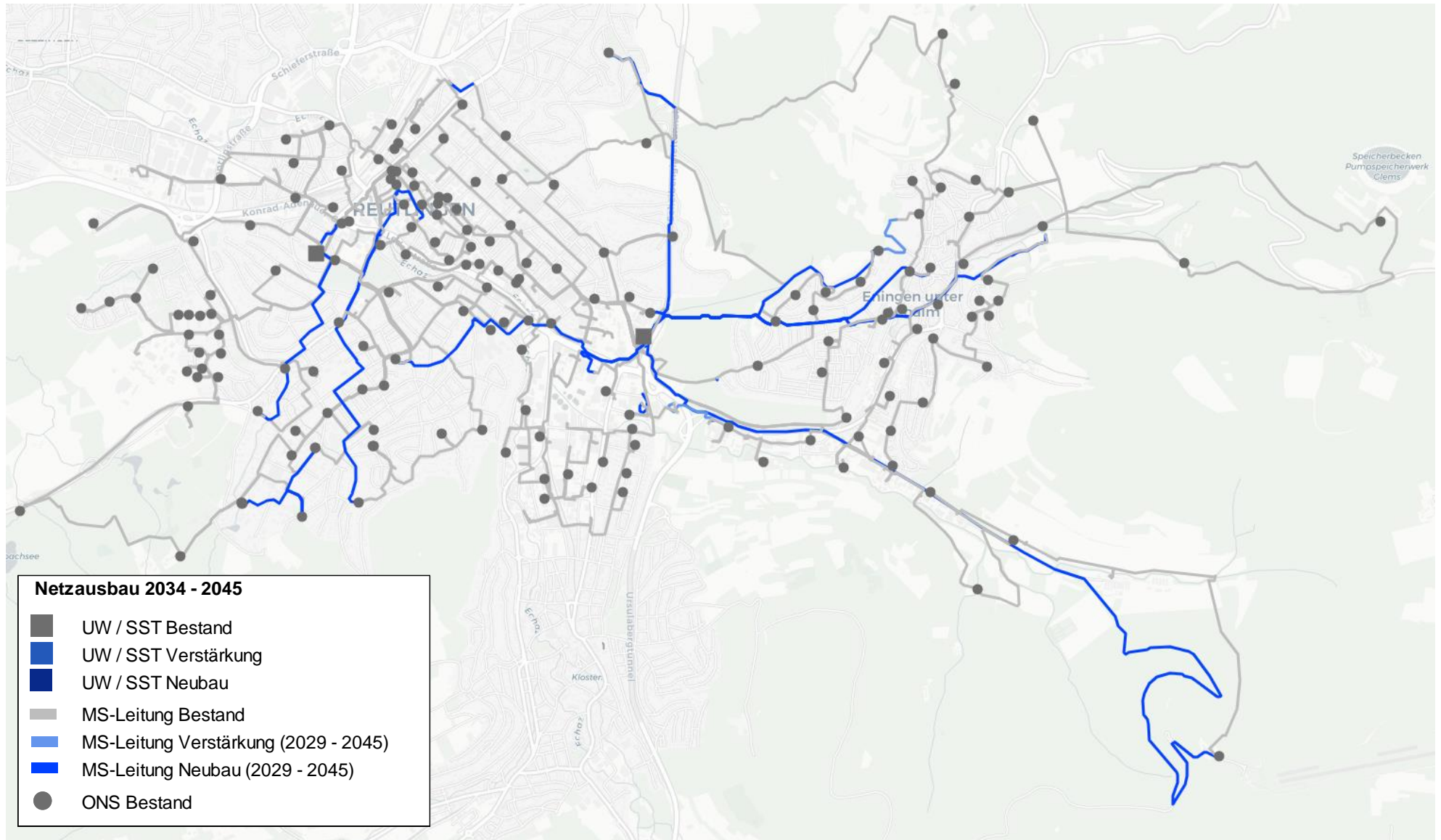


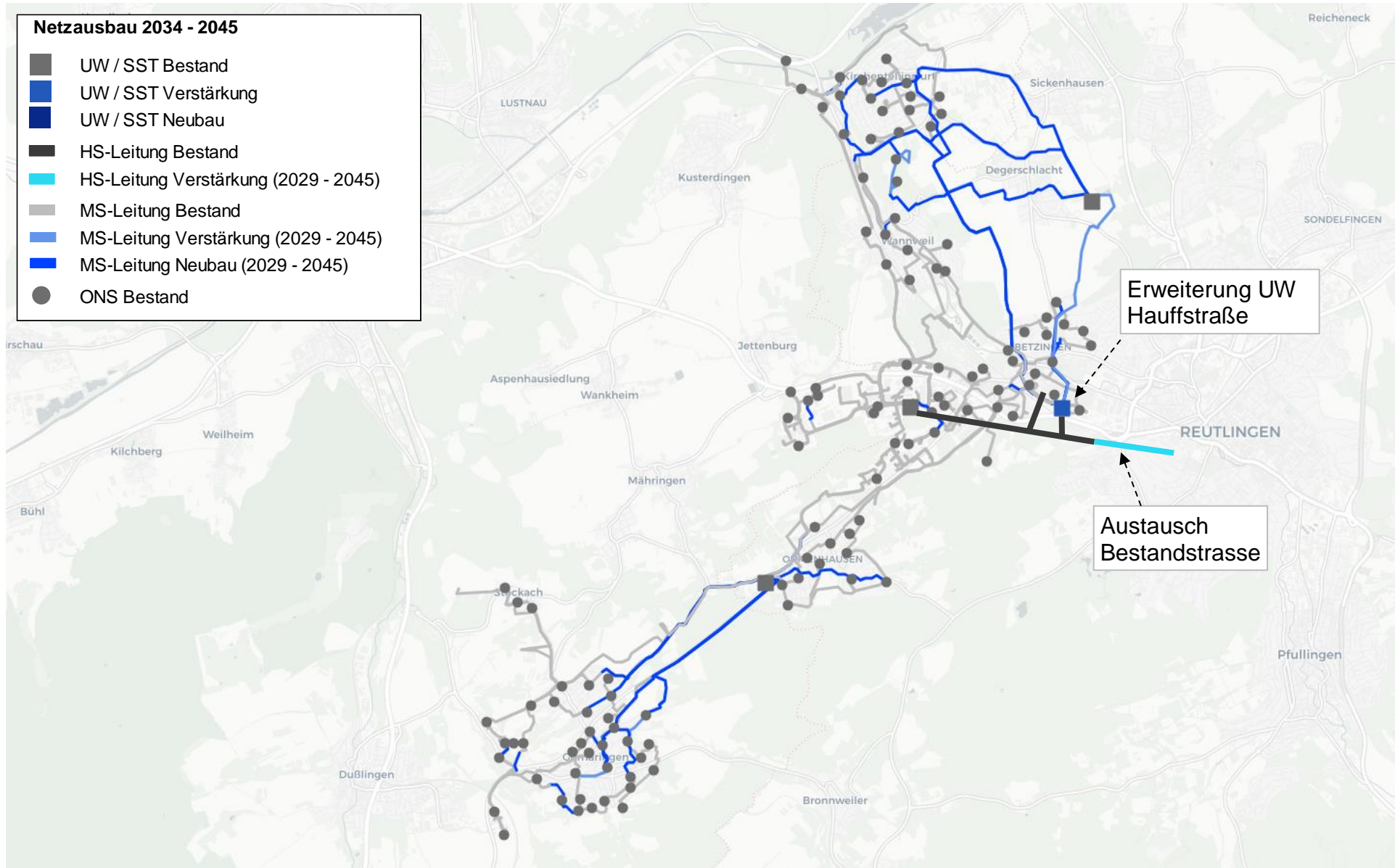


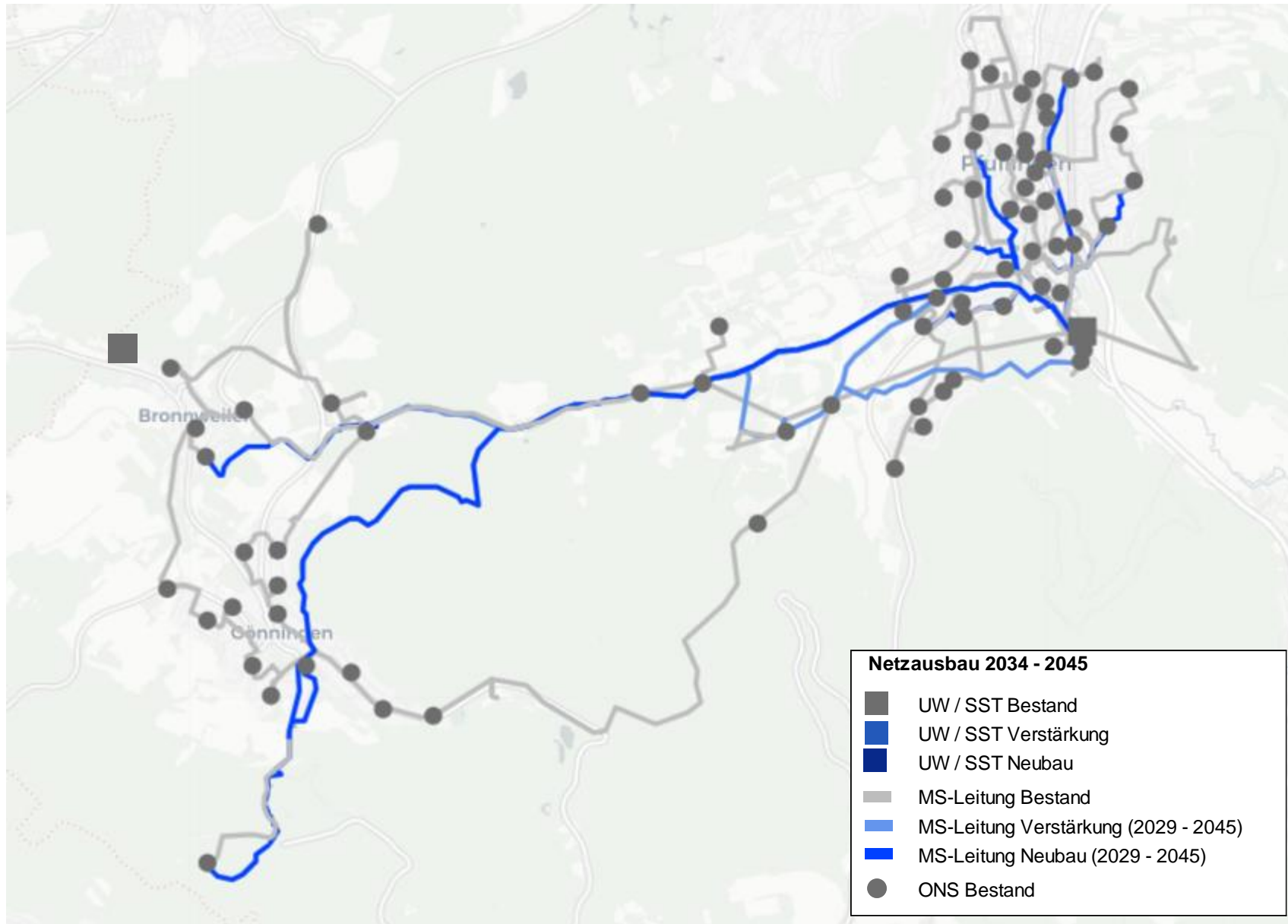
d. Netzausbauplan 2045



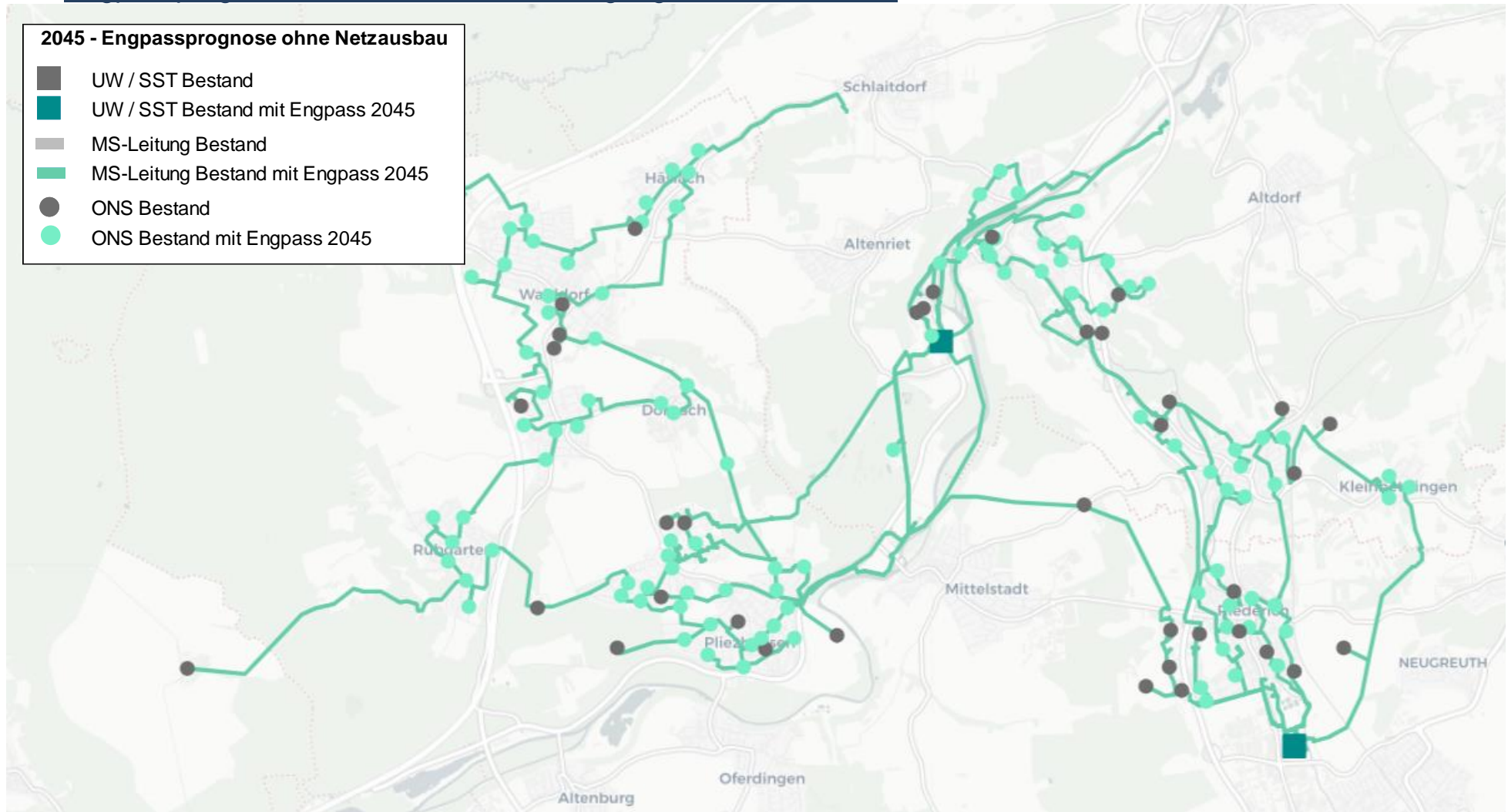


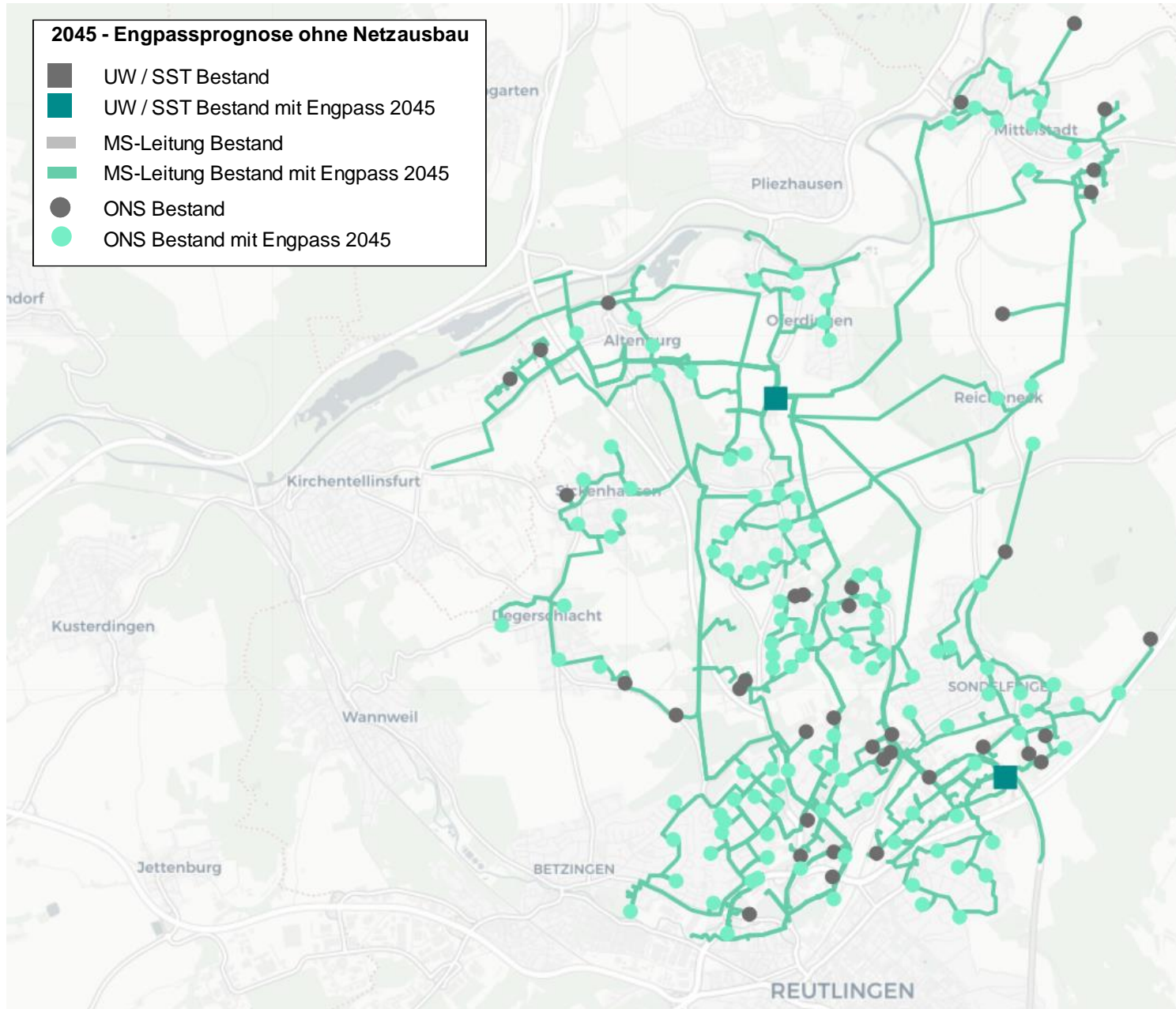


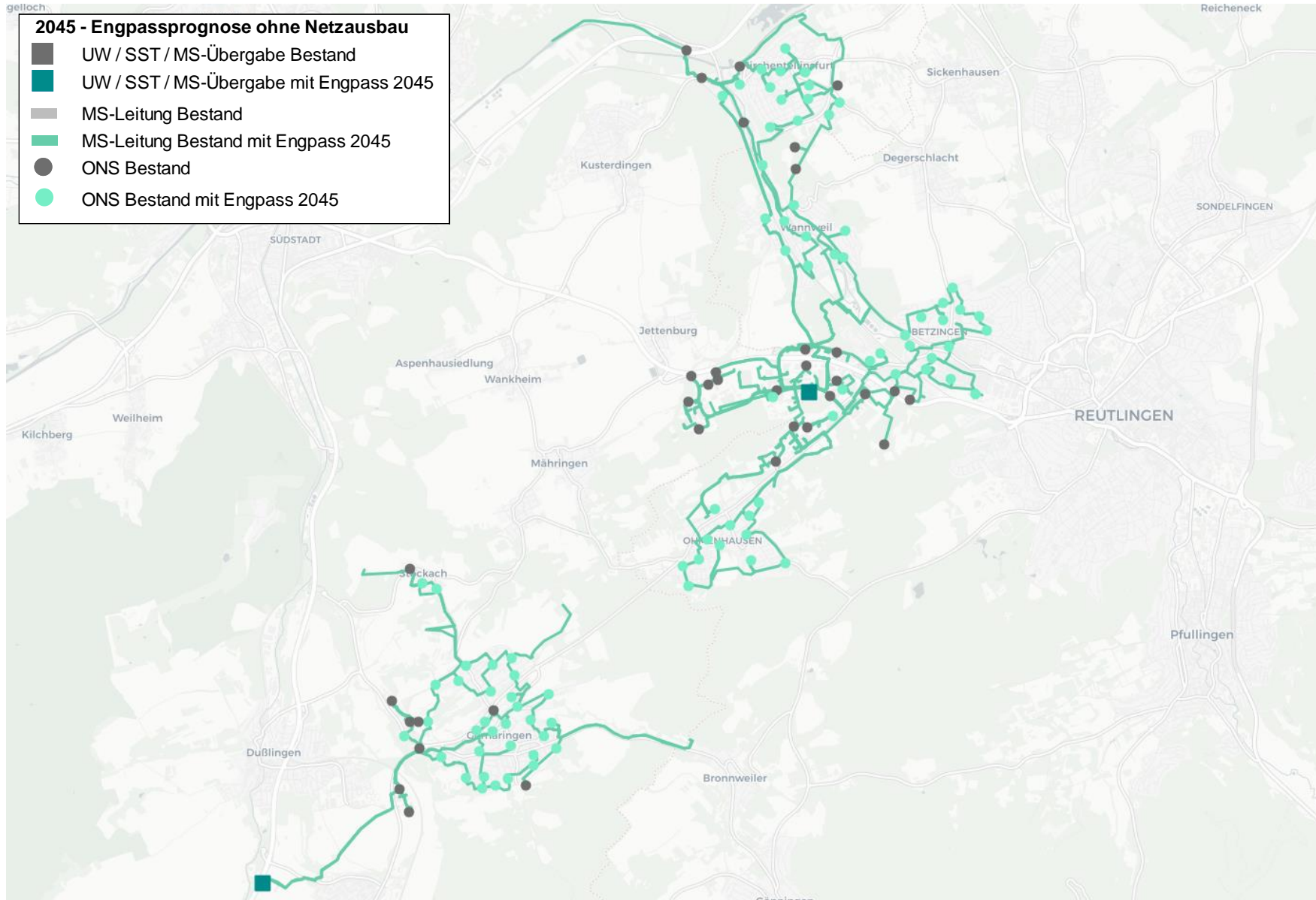


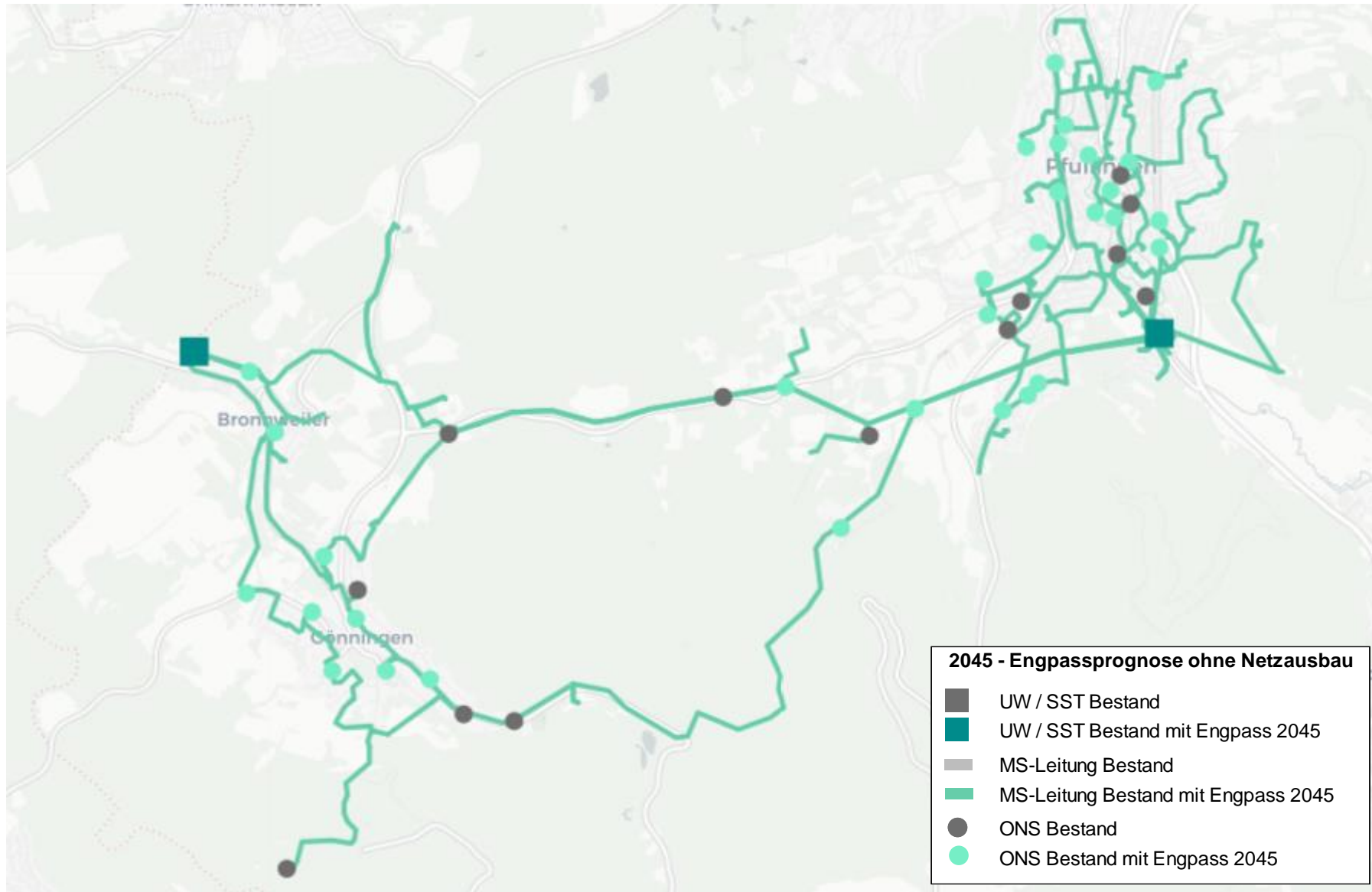


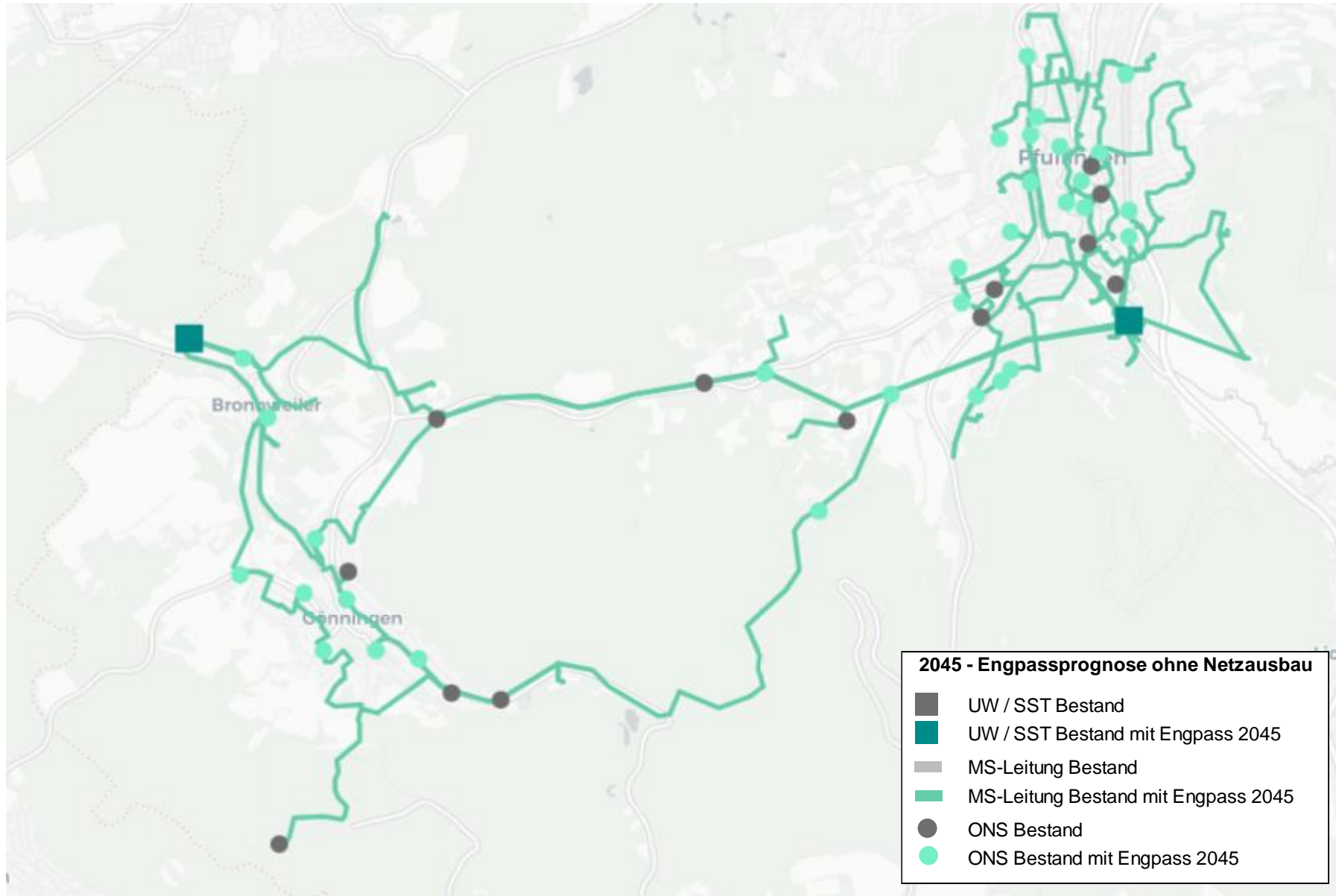
e. Engpassprognose 2025 ohne Berücksichtigung des Netzausbaus





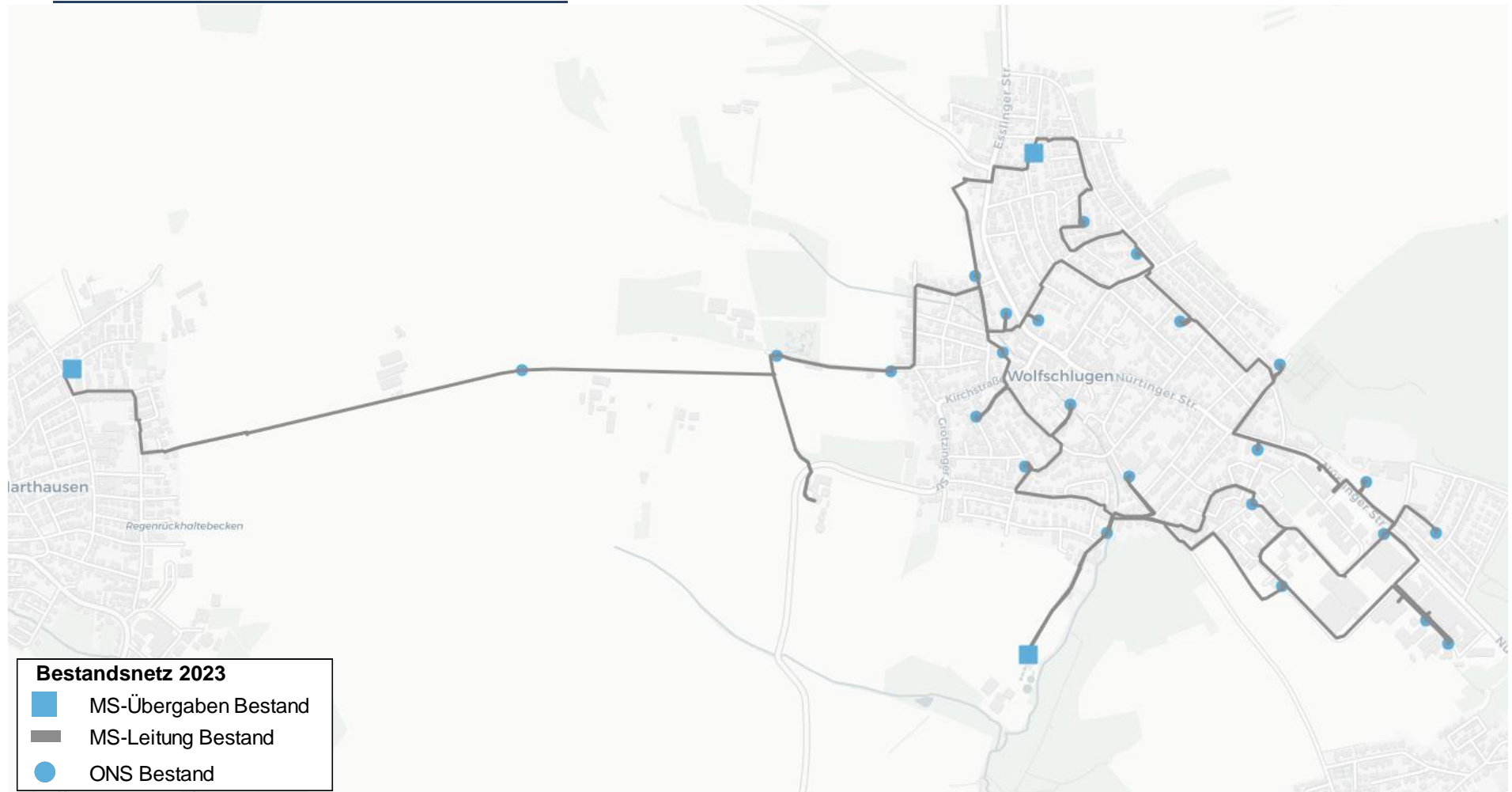


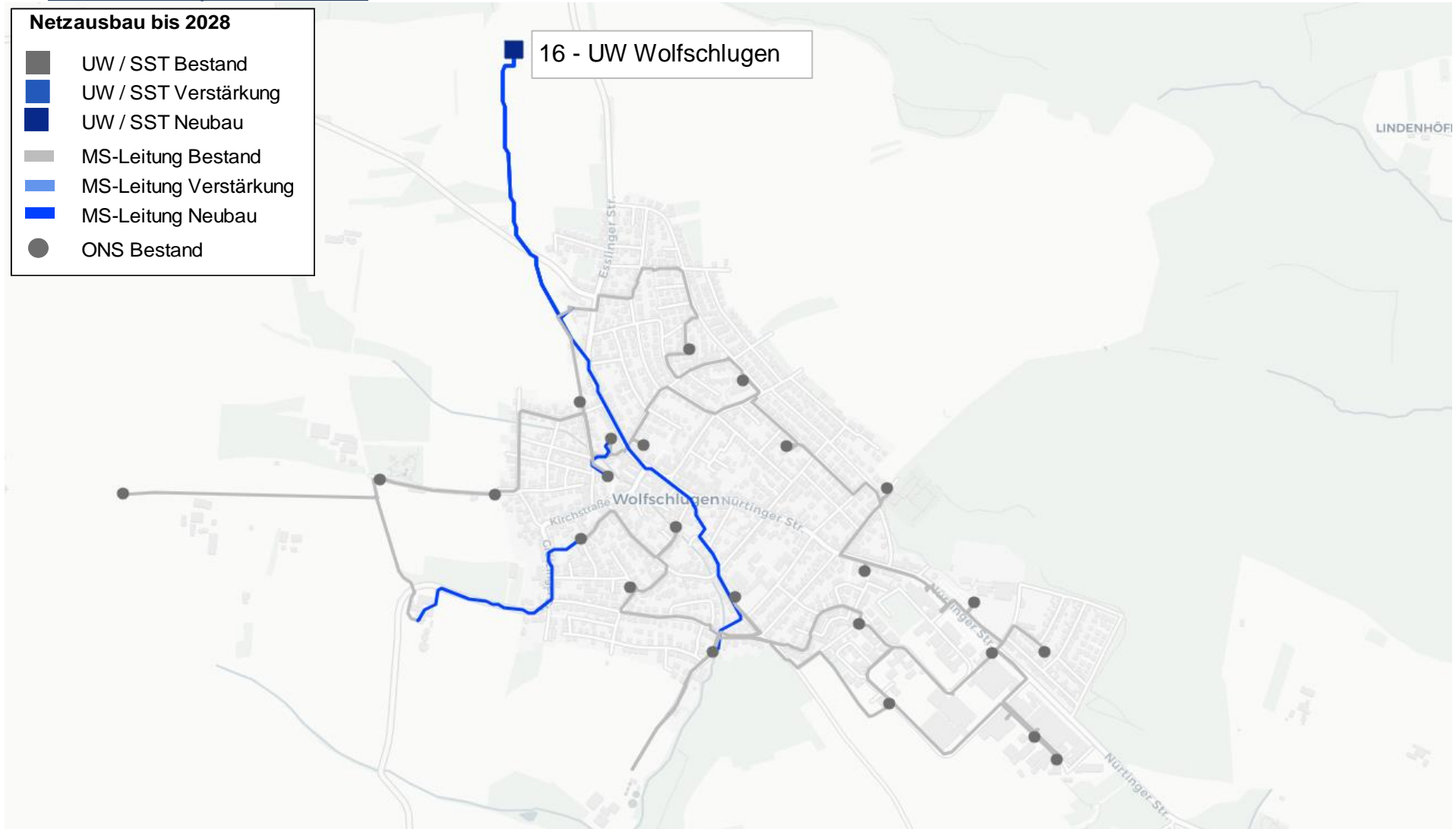




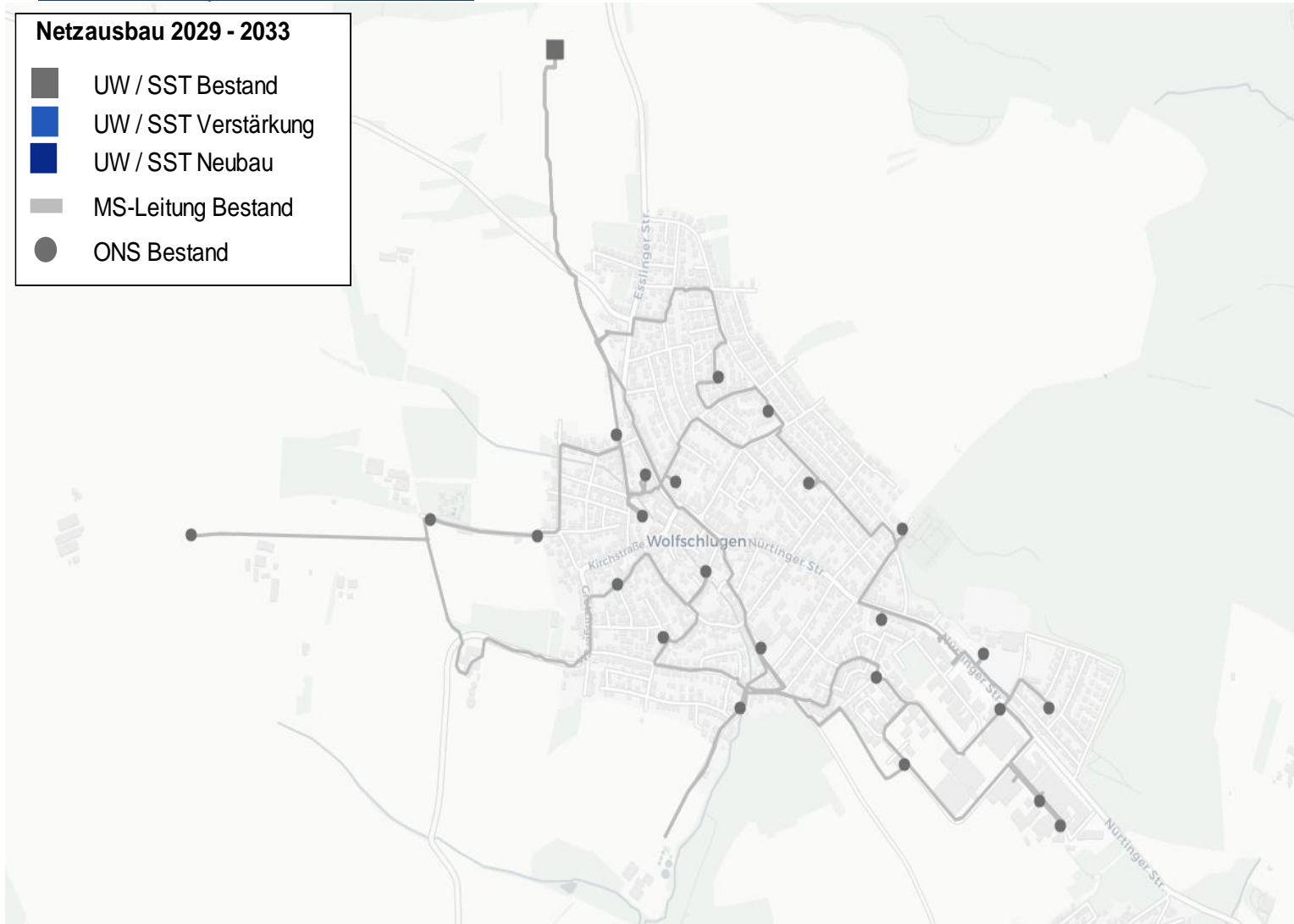
2. Netzkarte § 14d Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 EnWG – Teilnetzgebiet 2

a. Aktuelle Netzkarte des Bestandsnetzes

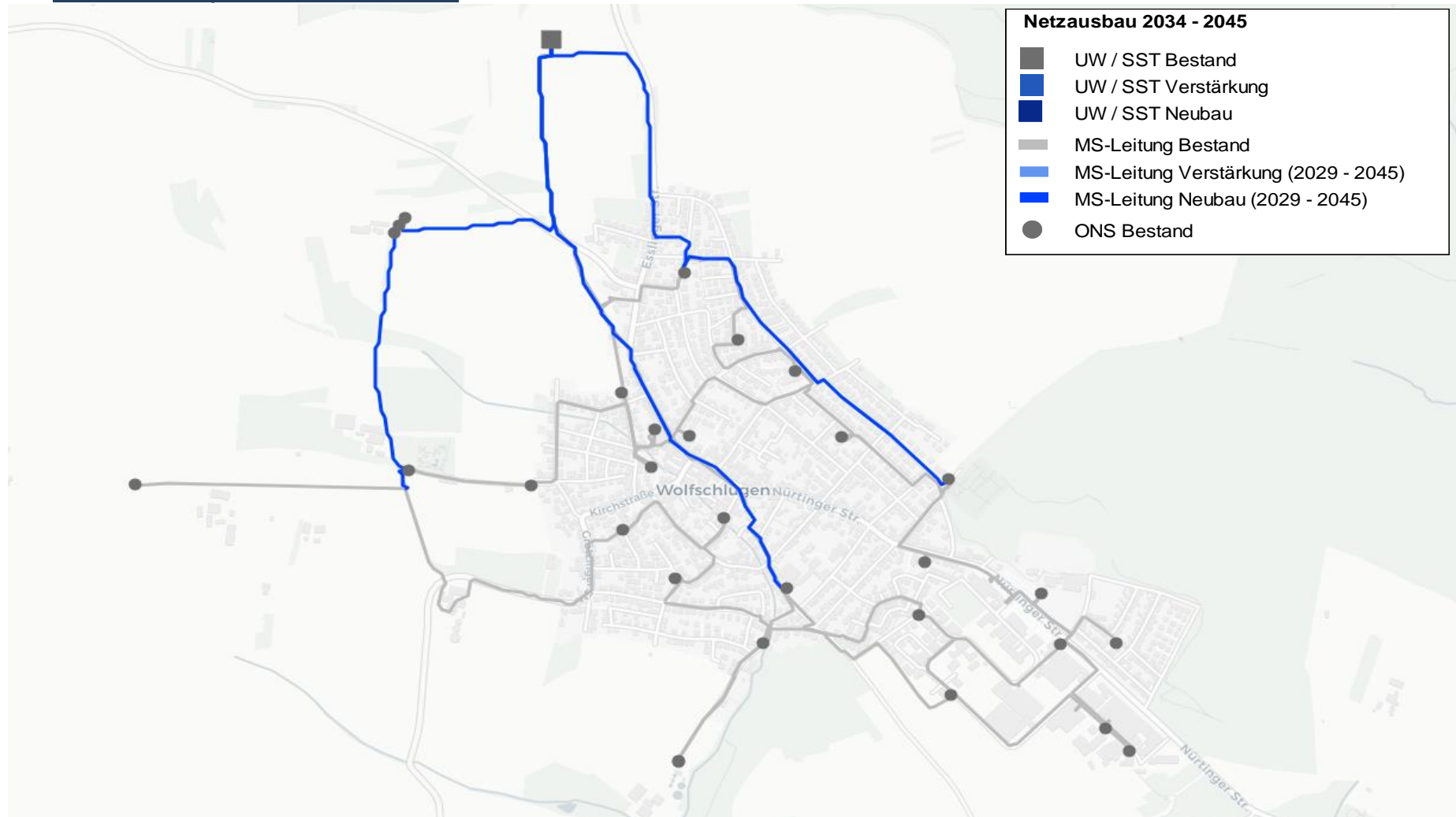


b. Netzausbauplan bis 2028


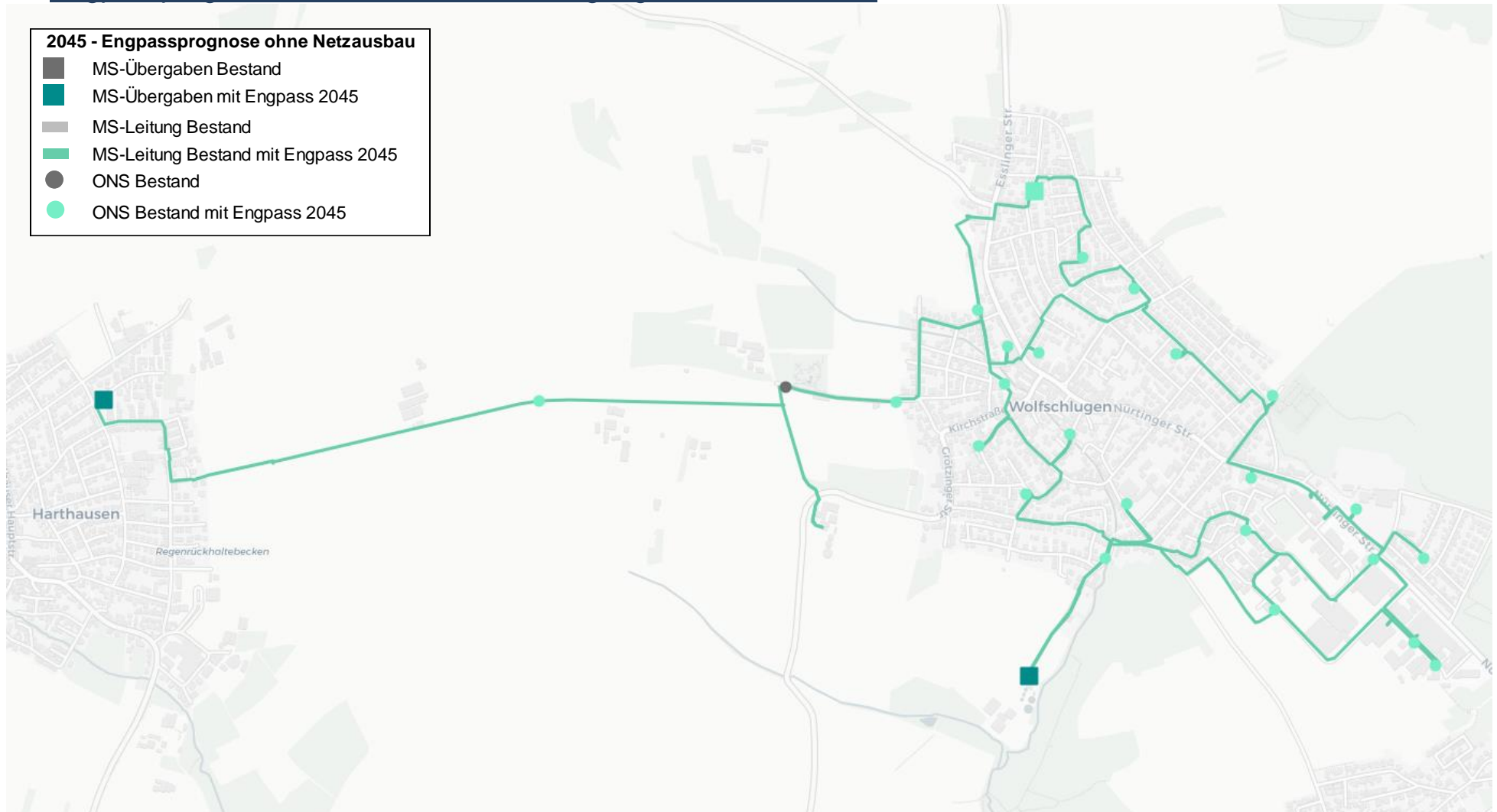
c. Netzausbauplan 2029 bis 2033



d. Netzausbauplan 2034 bis 2045



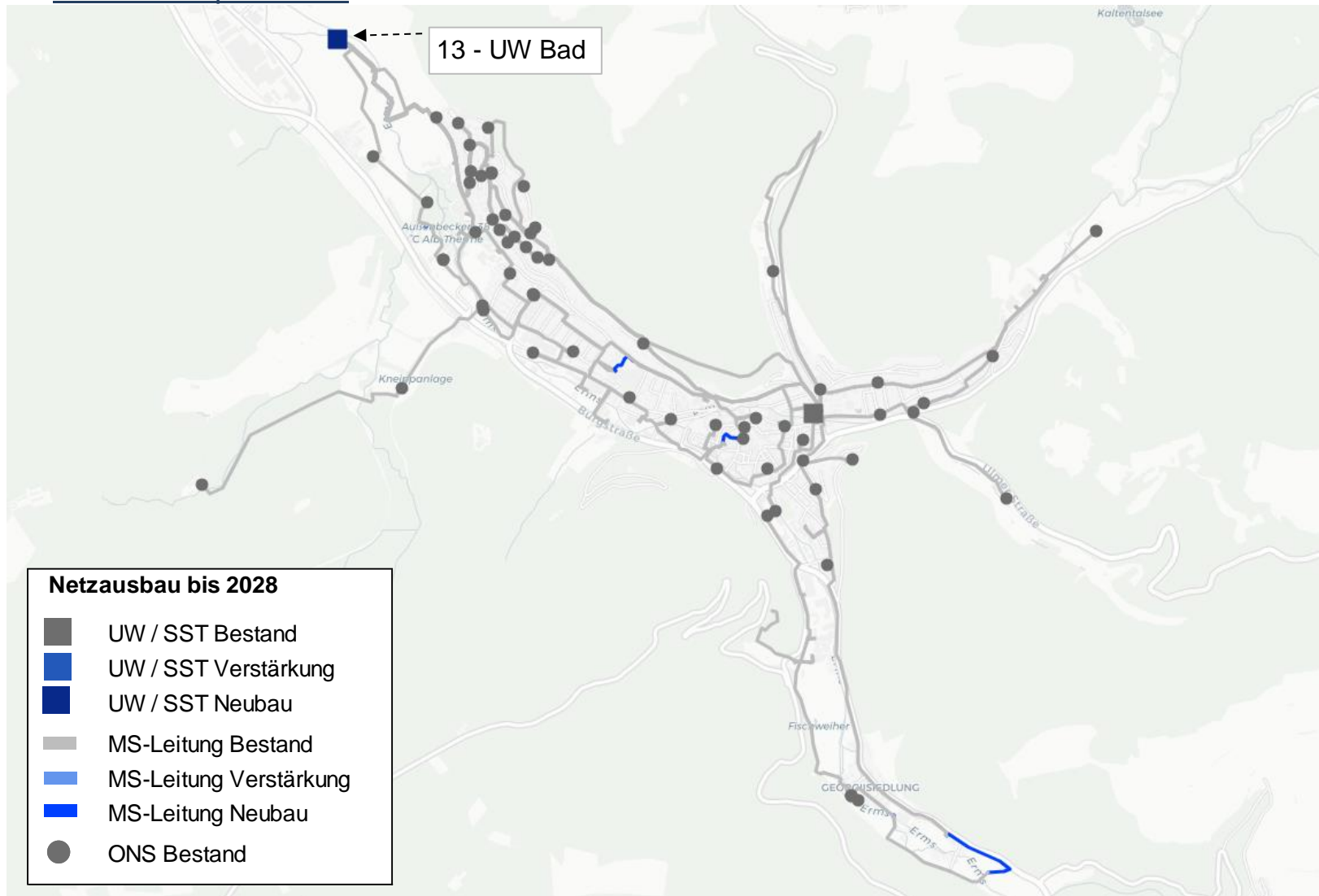
e. Engpassprognose 2025 ohne Berücksichtigung des Netzausbaus



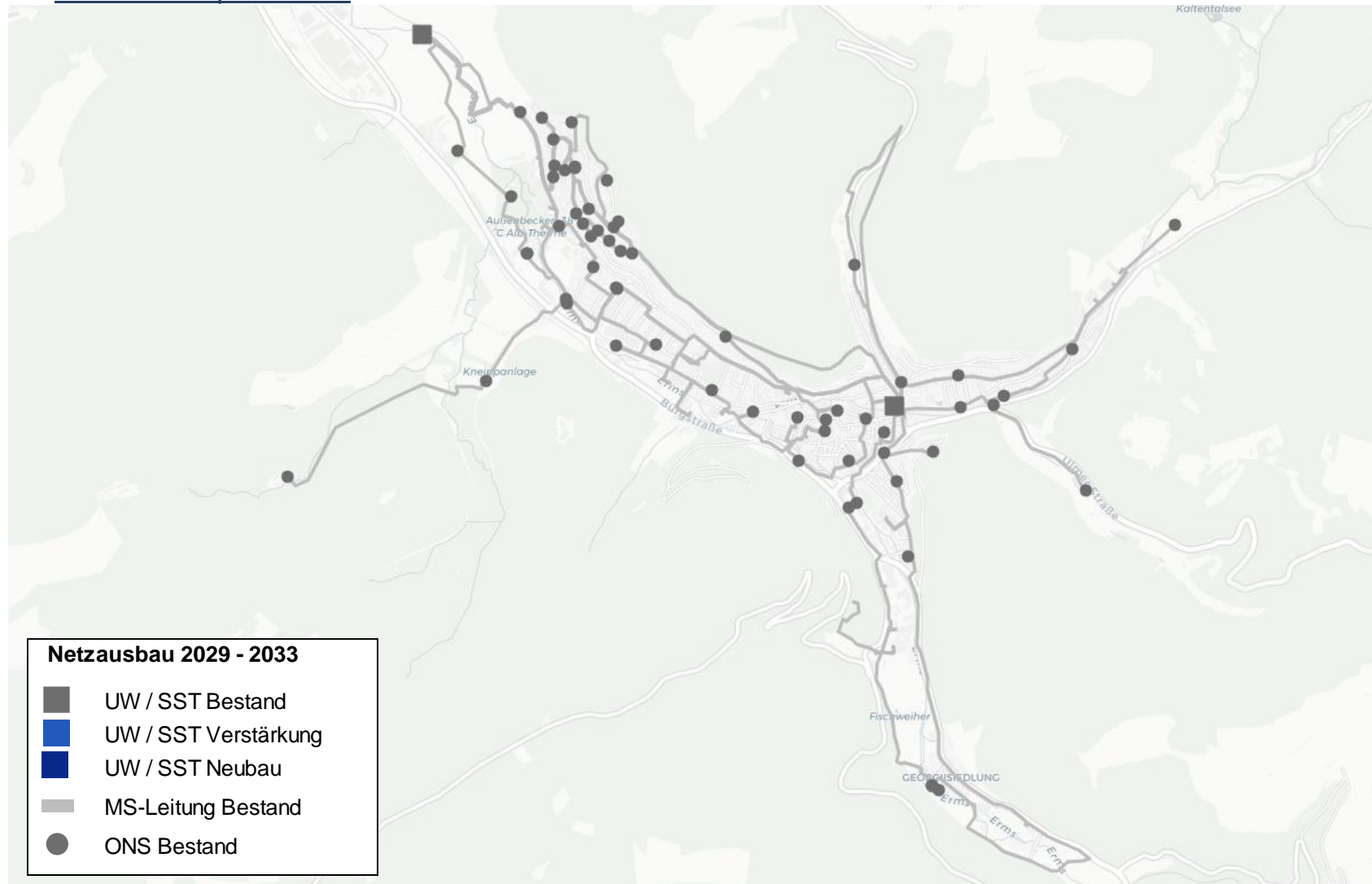
3. Netzkarte § 14d Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 EnWG – Teilnetzgebiet 3

a. Aktuelle Netzkarte des Bestandsnetzes

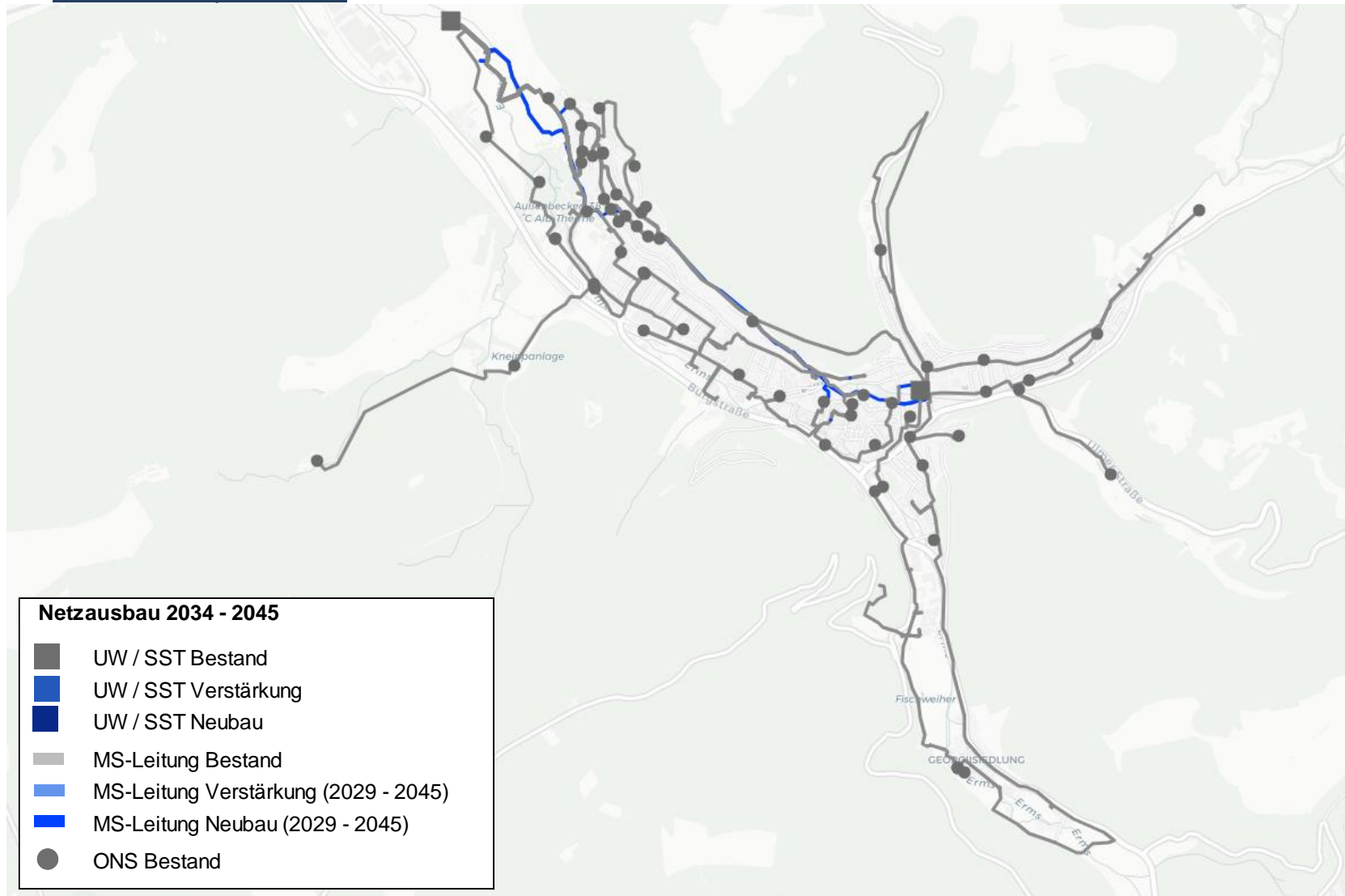


b. Netzausbauplan 2028


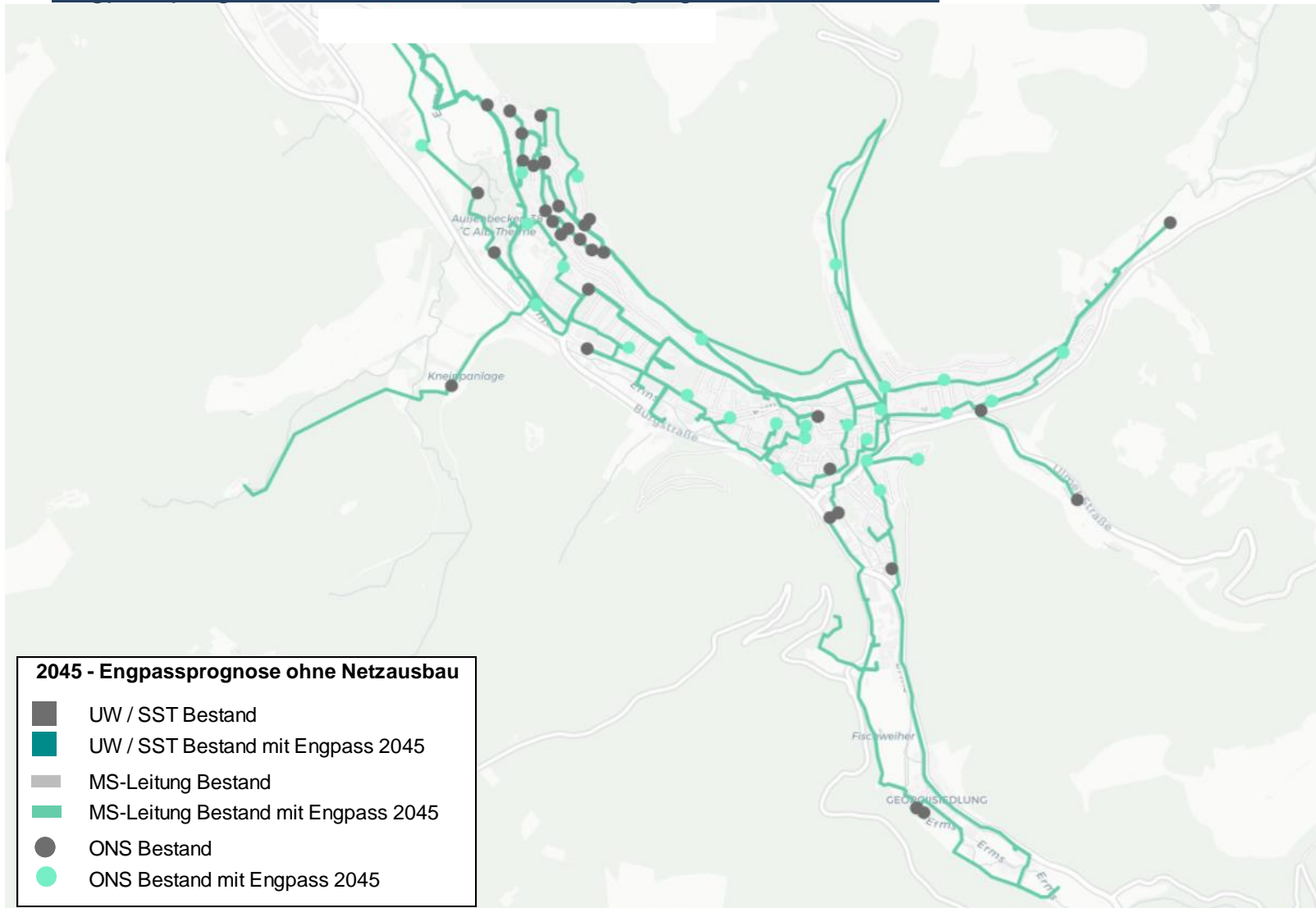
c. Netzausbauplan 2033



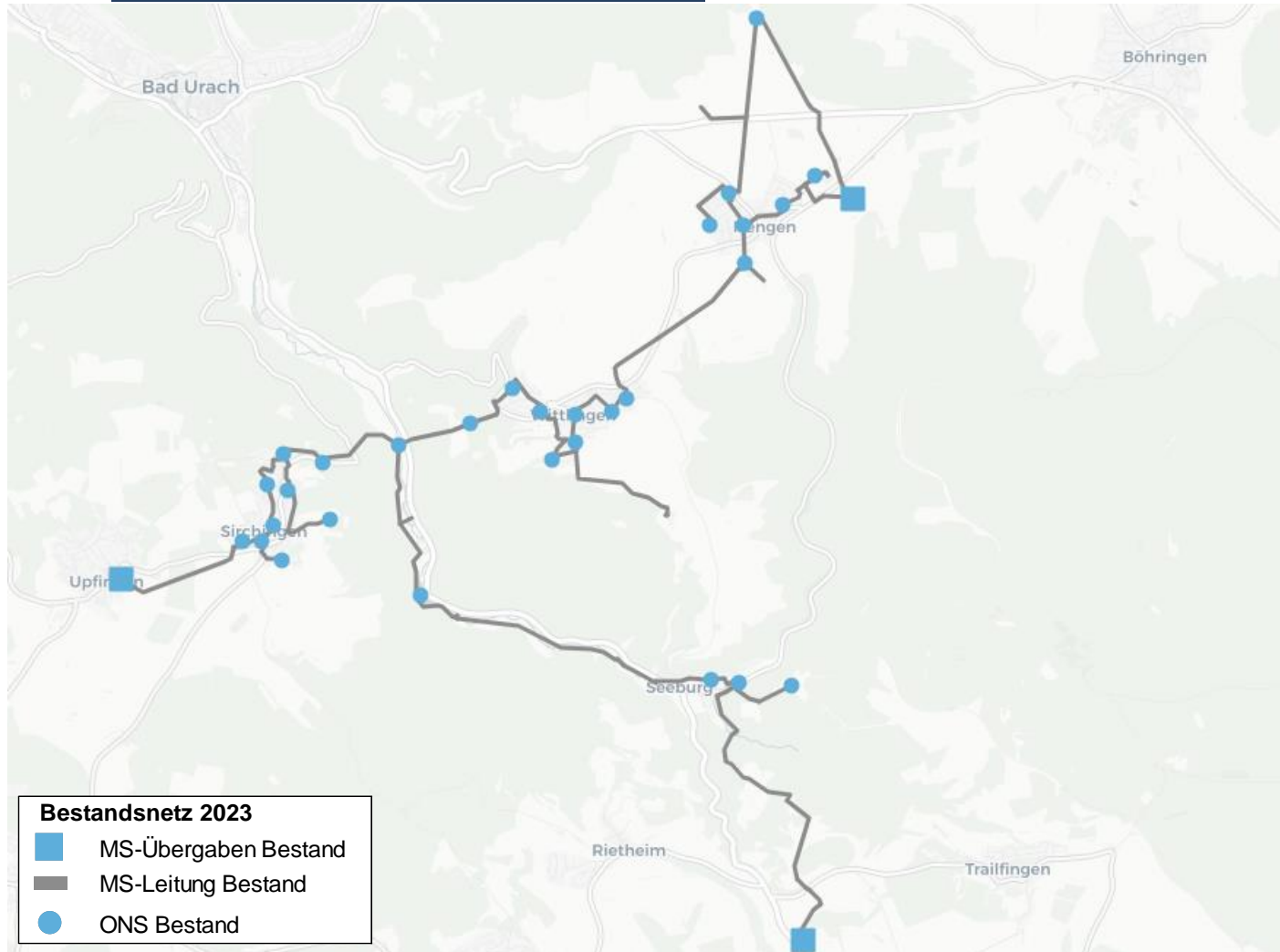
d. Netzausbauplan 2045

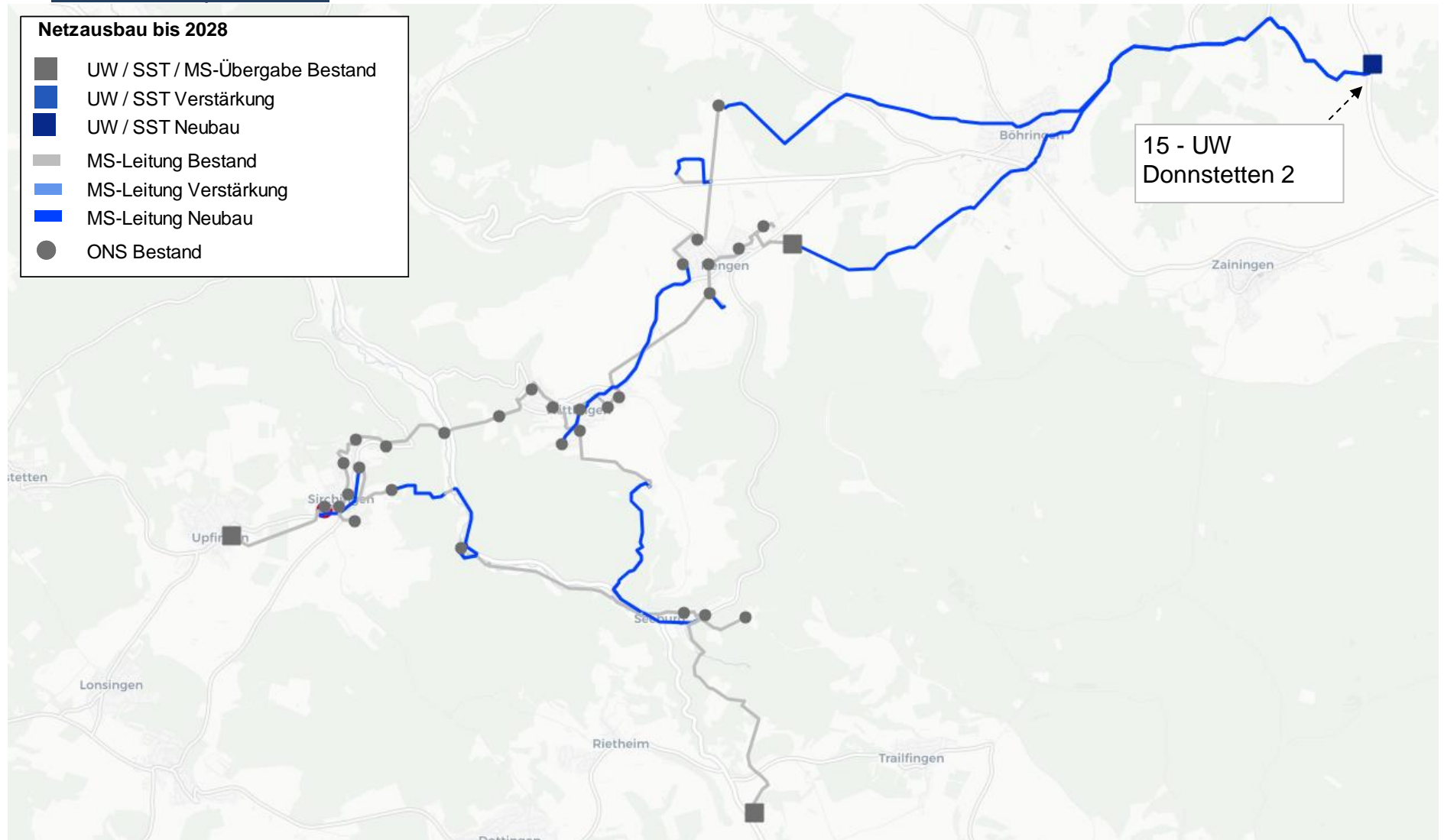


e. Engpassprognose 2045 ohne Berücksichtigung des Netzausbaus

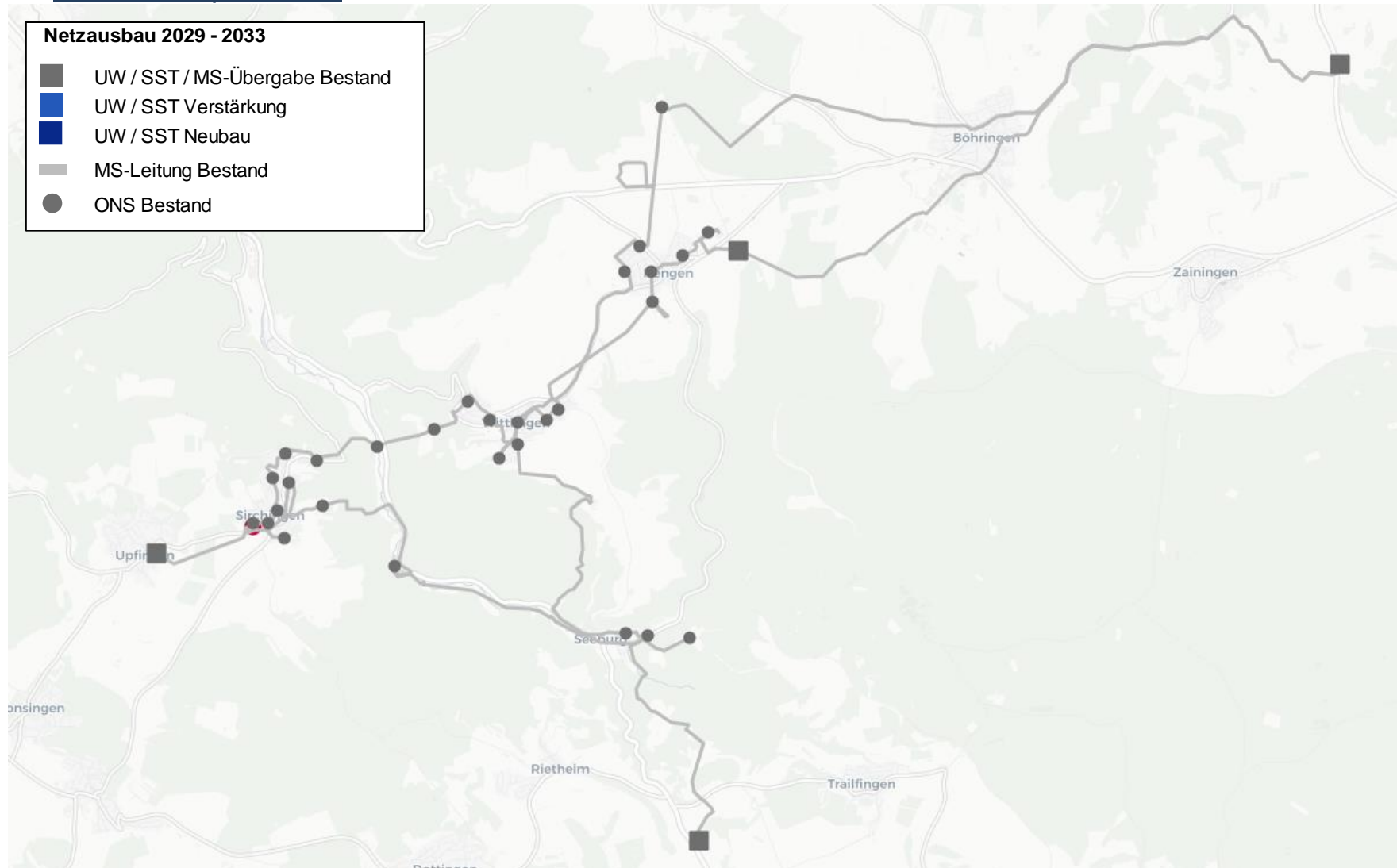


4. Netzkarte § 14d Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 EnWG – Teilnetzgebiet 4
 a. Aktuelle Netzkarte des Bestandsnetzes

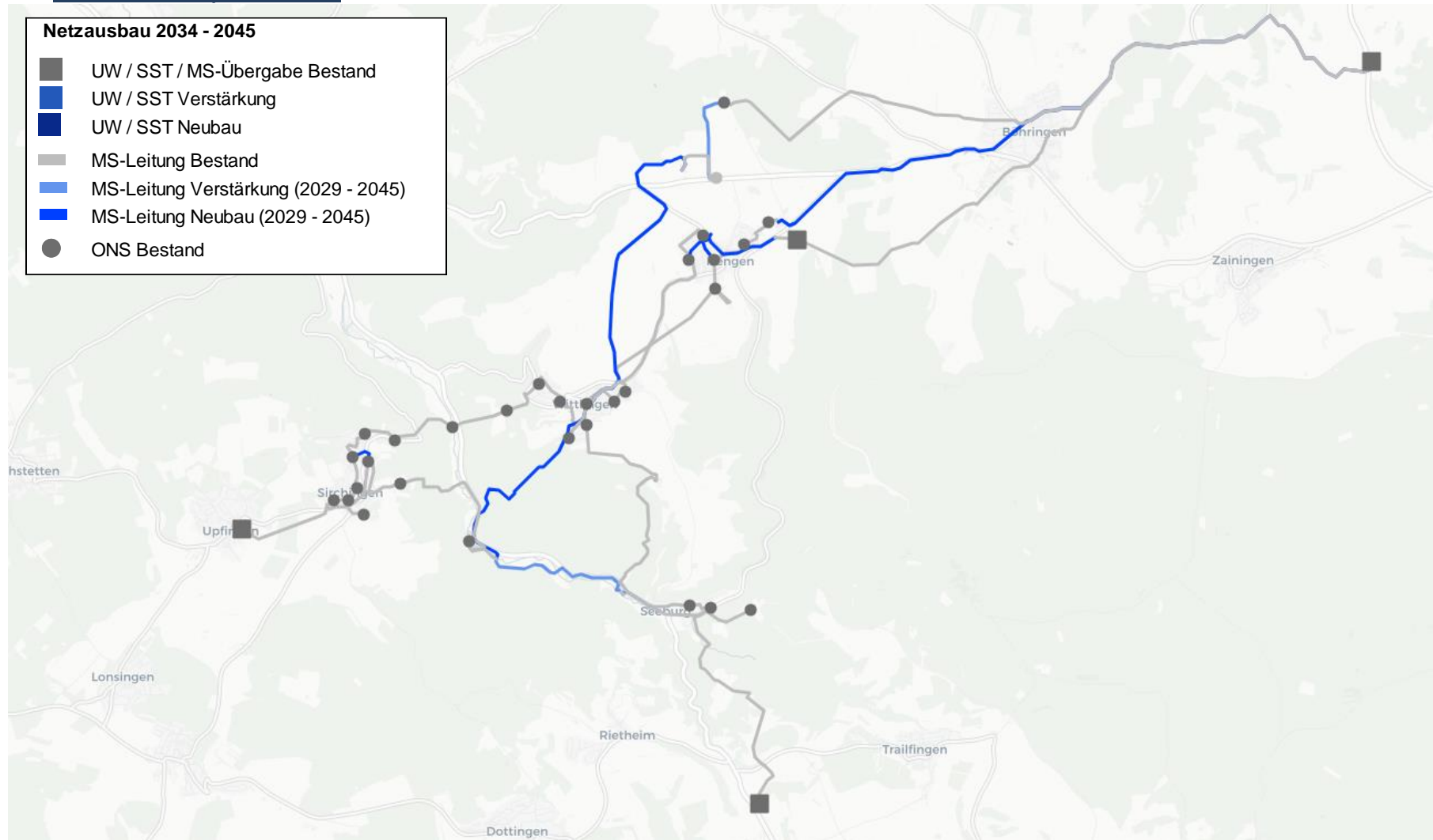


b. Netzausbauplan 2028


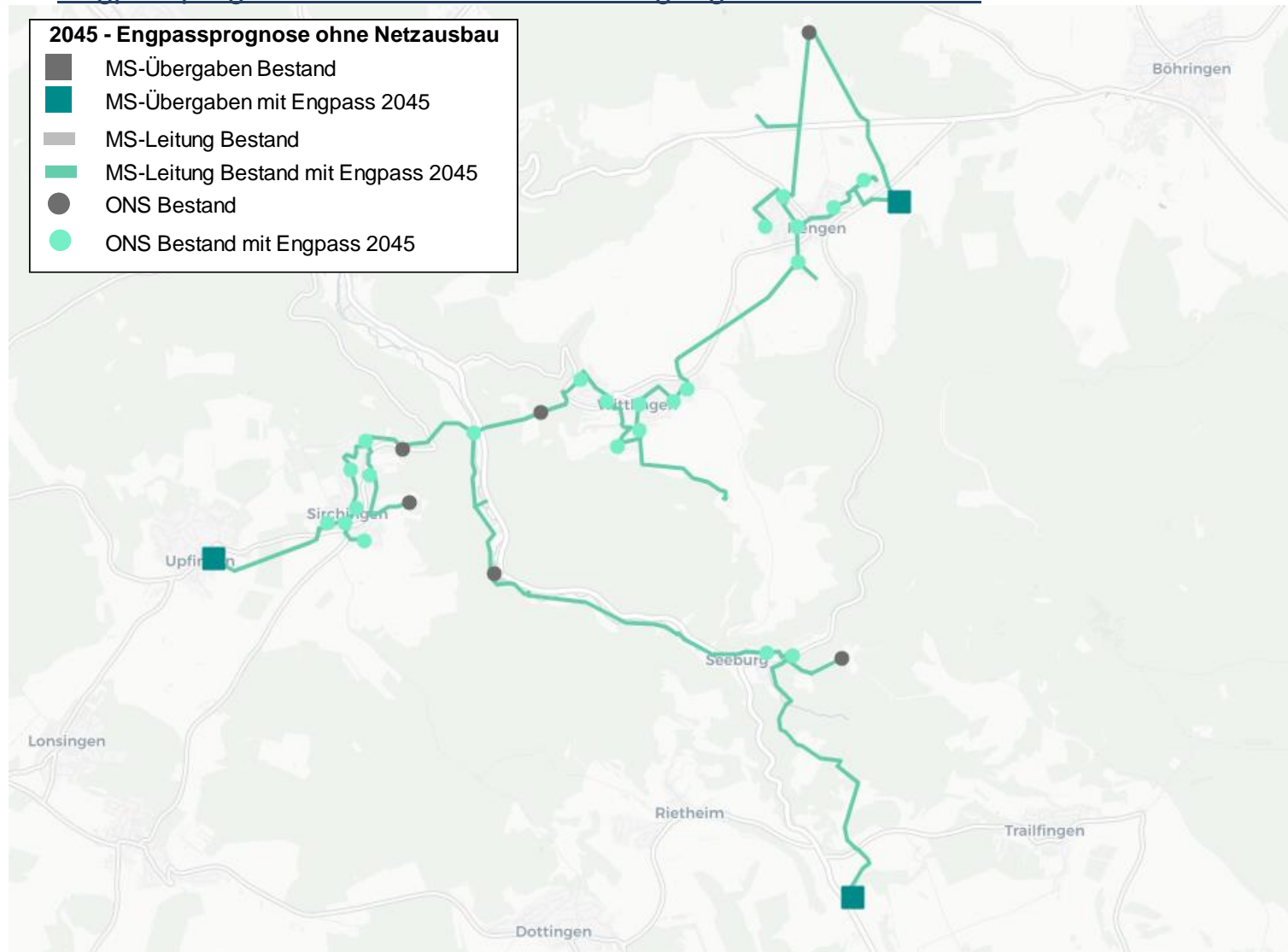
c. Netzausbauplan 2033



d. Netzausbauplan 2045



e. Engpassprognose 2045 ohne Berücksichtigung des Netzausbaus



5. Maßnahmentabelle

lfd. Nr.	Maßnahme	Projekt-kategorie	Betriebsmittel	Netztechnische Begründung für den Netzausbau 2. Aus welchem Grund erfolgt die Netzausbaumaßnahme überwiegend?	Länge des zugebauten, optimierten oder zu ersetzenden Leitungsabschnitts [km]	Netztechnische Begründung für den Netzausbau	Stand Genehmigungsverfahren	Vorrangig betroffene Netz- oder Umspannebene	Teilnetzgebiet
1	Erweiterung UW Oferdingen	Netzoptimierung und -verstärkung	Transformator/Umspannwerk	Zubau Verbrauch		8.560.976 €	noch nicht eingeleitet	UW HS auf MS	Reutlingen und Umgebung
2	Kundenanschluss 110 kV		Leitung	Zubau Verbrauch	1,2		abgeschlossen	HS	Reutlingen und Umgebung
3	Erweiterung UW SÜD	Netzoptimierung und -verstärkung	Transformator/Umspannwerk	Zubau Erzeugung und Verbrauch		15.027.231 €	noch nicht eingeleitet	UW HS auf MS	Reutlingen und Umgebung
4	Erweiterung UW West	Netzoptimierung und -verstärkung	Transformator/Umspannwerk	Zubau Erzeugung und Verbrauch			Maßnahme verworfen	UW HS auf MS	Reutlingen und Umgebung
5	Erweiterung UW Mitte	Netzoptimierung und -verstärkung	Transformator/Umspannwerk	Zubau Erzeugung und Verbrauch			Maßnahme verworfen	UW HS auf MS	Reutlingen und Umgebung

6	Erweiterung UW Kloster- straße	Netz- optimierung und - verstärkung	Transformator/ Umspannwerk	Zubau Erzeugung und Verbrauch		10.810.356 €	Maßnahme verworfen	UW HS auf MS	Reutlingen und Umgebung
7	UW Bronnweiler	Neubau	Transformator/ Umspannwerk	Zubau Erzeugung und Verbrauch		37.642.046 €	noch nicht eingeleitet	UW HS auf MS	Reutlingen und Umgebung
8	20/10 UW Ohmen- hausen	Neubau	Transformator/ Umspannwerk	Zubau Erzeugung und Verbrauch		8.640.306 €	noch nicht eingeleitet	Bitte auswählen!	Reutlingen und Umgebung
9	UW Nordraum 1	Neubau	Transformator/ Umspannwerk	Zubau Erzeugung und Verbrauch		33.340.933 €	noch nicht eingeleitet	UW HS auf MS	Reutlingen und Umgebung
10	Erweiterung UW Nord	Netz- optimierung und - verstärkung	Transformator/ Umspannwerk	Zubau Erzeugung und Verbrauch		15.027.231 €	noch nicht eingeleitet	UW HS auf MS	Reutlingen und Umgebung
11	UW Hauffstraße	Neubau und Einschlei- fung 110 kV	Transformator/ Umspannwerk und Hochspan- nungsleitung	Zubau Erzeugung und Verbrauch	0,5	25.662.861 €	noch nicht eingeleitet	UW HS auf MS und HS-Leitung	Reutlingen und Umgebung
12	SST Bol	Neubau	Schwerpunkt- station	Zubau Erzeugung und Verbrauch		3.258.988 €	noch nicht eingeleitet	MS	Reutlingen und Umgebung
13	UW Bad Urach	Neubau	Transformator/ Umspannwerk	Zubau Erzeugung und Verbrauch		33.340.933 €	noch nicht eingeleitet	UW HS auf MS	Bad Urach Stadt
14	Erweiterung Übergabe- leistung Hengen	Neubau	MS-Leitung	Zubau Erzeugung und Verbrauch	17,2	5.873.075 €		MS	Bad Urach Land

15	UW Donnstetten 2	Neubau	Transformator/ Umspannwerk	Zubau Erzeugung und Verbrauch		33.340.933 €	noch nicht eingeleitet	UW HS auf MS	Bad Urach Land
16	UW Wolf- schlugen	Neubau	Transformator/ Umspannwerk	Zubau Erzeugung und Verbrauch		33.340.933 €		UW HS auf MS	Wolfschlugen
17	10-kV- Kabelaus- wechslung Wannweil, Unterer Mühlweg	Ersatz(neu- bau) mit Erhöhung der Übertra- gungs- kapazität	MS-Leitung	Kein Zubau (reiner Ersatz)	0,2	35.000 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Reutlingen und Umgebung
18	10-kV- Kabelaus- wechslung Reutlingen- Mittelstadt bis Pliezhausen	Ersatz(neu- bau) mit Erhöhung der Übertra- gungs- kapazität	MS-Leitung	Kein Zubau (reiner Ersatz)	1,0	350.000 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Reutlingen und Umgebung
19	10-kV- Kabelaus- wechslung Pliezhausen, Tiergarten- weg	Ersatz(neu- bau) mit Erhöhung der Über- tragungs- kapazität	MS-Leitung	Kein Zubau (reiner Ersatz)	0,2	60.000 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Reutlingen und Umgebung
20	10-kV- Kabelaus- wechslung Reutlingen, Charlotten- str.	Ersatz(neu- bau) mit Erhöhung der Über- tragungs- kapazität	MS-Leitung	Kein Zubau (reiner Ersatz)	0,1	35.000 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Reutlingen und Umgebung
21	10-kV- Kabelaus- wechslung	Ersatz(neu- bau) mit Erhöhung	MS-Leitung	Kein Zubau (reiner Ersatz)	0,1	25.000 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Reutlingen und Umgebung

	Reutlingen, Charlotten-/ Dürrstr.	der Über- tragungs- kapazität							
22	10-kV- Kabelaus- wechslung Reutlingen, Emil-Adolff- Str.	Ersatz(neu- bau) mit Erhöhung der Über- tragungs- kapazität	MS-Leitung	Kein Zubau (reiner Ersatz)	0,1	35.000 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Reutlingen und Umgebung
23	10-kV- Kabelaus- wechslung Pfullingen, Daimlerstr	Ersatz(neu- bau) mit Erhöhung der Über- tragungs- kapazität	MS-Leitung	Kein Zubau (reiner Ersatz)	0,2	100.000 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Reutlingen und Umgebung
24	10-kV- Kabelaus- wechslung Pfullingen, Wörthstr.	Ersatz(neu- bau) mit Erhöhung der Über- tragungs- kapazität	MS-Leitung	Kein Zubau (reiner Ersatz)	0,3	70.000 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Reutlingen und Umgebung
25	10-kV- Kabelaus- wechslung Reutlingen, Schumann- str.	Ersatz(neu- bau) mit Erhöhung der Über- tragungs- kapazität	MS-Leitung	Kein Zubau (reiner Ersatz)	0,1	20.000 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Reutlingen und Umgebung
26	10-kV- Kabelaus- wechslung Reutlingen, Steinen- bergstr.	Ersatz(neu- bau) mit Erhöhung der Über- tragungs- kapazität	MS-Leitung	Kein Zubau (reiner Ersatz)	0,1	15.000 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Reutlingen und Umgebung

27	10-kV-Kabelauswechslung Riederich, Im Rain, Maßnahme a.G. Störung	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	MS-Leitung	Kein Zubau (reiner Ersatz)	0,3	80.000 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Reutlingen und Umgebung
28	10-kV-Kabelauswechslung Reutlingen, Glasbergstr.	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	MS-Leitung	Zubau anderer Erzeugungsanlagen	0,2	50.000 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Reutlingen und Umgebung
29	10-kV-Kabelauswechslung Reutlingen, Tübinger Str. BA1	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	MS-Leitung	Zubau anderer Erzeugungsanlagen	0,2	50.000 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Reutlingen und Umgebung
30	10-kV-Kabelauswechslung Reutlingen, Tübinger Str. BA2	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	MS-Leitung	Zubau anderer Erzeugungsanlagen	0,2	50.000 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Reutlingen und Umgebung
31	Mittelspannung – Netzausbaubedarf Netz 1	Neubau	MS-Leitung	Zubau Erzeugung und Verbrauch	136,3	46.538.962 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Reutlingen und Umgebung
32	Mittelspannung – Austausch-	Ersatz(neubau) mit Erhöhung	MS-Leitung	Zubau Erzeugung und Verbrauch	13,1	4.596.615 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Reutlingen und Umgebung

	bedarf Netz 1	der Übertragungs-kapazität							
33	Mittelspannung – Austauschbedarf Netz 1	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungs-kapazität	MS-Leitung	Kein Zubau (reiner Ersatz)	30,5	10.443.768 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Reutlingen und Umgebung
34	Mittelspannung - Rückbau Netz 1		Masten			281.667 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Reutlingen und Umgebung
35	Mittelspannung – Netzausbaubedarf Netz 2	Neubau	MS-Leitung	Zubau Erzeugung und Verbrauch	4,8	1.632.870 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Wolfschlugen
36	Mittelspannung – Austauschbedarf Netz 2	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungs-kapazität	MS-Leitung	Zubau Erzeugung und Verbrauch	1,9	670.897 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Wolfschlugen
37	Mittelspannung – Austauschbedarf Netz 2	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungs-kapazität	MS-Leitung	Kein Zubau (reiner Ersatz)	4,4	1.524.316 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Wolfschlugen
38	Mittelspannung -		Masten			41.111 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Wolfschlugen

	Rückbau Netz 2								
39	10-kV-Kabelaustausch Bad Urach, Chorstr.	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	MS-Leitung	Kein Zubau (reiner Ersatz)	0,1	40.000 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Bad Urach Stadt
40	10-kV-Kabelaustausch Bad Urach, Vorderes Maisental	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	MS-Leitung	Kein Zubau (reiner Ersatz)	0,4	85.000 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Bad Urach Stadt
41	10-kV-Kabellegung Bad Urach, Neuffener Str.	Neubau	MS-Leitung	Zubau Verbrauch	0,6	150.000 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Bad Urach Stadt
42	Mittelspannung – Netzausbaubedarf Netz 3	Neubau	MS-Leitung	Zubau Erzeugung und Verbrauch	1,1	362.749 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Bad Urach Stadt
43	Mittelspannung – Austauschbedarf Netz 3	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	MS-Leitung	Zubau Erzeugung und Verbrauch	8,1	2.839.204 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Bad Urach Stadt
44	Mittelspannung – Austausch-	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung	MS-Leitung	Kein Zubau (reiner Ersatz)	18,8	6.450.831 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Bad Urach Stadt

	bedarf Netz 3	der Übertragungs-kapazität							
45	Mittelspannung - Rückbau Netz 3		Masten			173.978 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Bad Urach Stadt
46	Verkabelung 20-kV-Freileitung Bad Urach, Henger Str.	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungs-kapazität	MS-Leitung	Kein Zubau (reiner Ersatz)	1,4	120.000 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Bad Urach Land
47	Mittelspannung – Netzausbau-bedarf Netz 4	Neubau	MS-Leitung	Zubau Erzeugung und Verbrauch	9,8	3.336.055 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Bad Urach Land
48	Mittelspannung – Austausch-bedarf Netz 4	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungs-kapazität	MS-Leitung	Zubau Erzeugung und Verbrauch	3,1	1.086.514 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Bad Urach Land
49	Mittelspannung – Austausch-bedarf Netz 4	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungs-kapazität	MS-Leitung	Kein Zubau (reiner Ersatz)	7,2	2.468.622 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Bad Urach Land
50	Mittelspannung -		Masten			66.578 €	keine Genehmigung erforderlich	MS	Bad Urach Land

	Rückbau Netz 4								
51	Neubau ON-Station Walldorf- häslach, Gebiet Heuäcker, Örtlichkeit offen	Neubau	MS/NS-Station	Zubau Erzeugung und Verbrauch		100.000 €	keine Genehmigung erforderlich	UW MS auf NS	Reutlingen und Umgebung
52	Neubau ON-Station Pfullingen, Marktstr.	Neubau	MS/NS-Station	Zubau Verbrauch		100.000 €	keine Genehmigung erforderlich	UW MS auf NS	Reutlingen und Umgebung
53	Neubau ON-Station Eningen unter Achalm, Arbachtalstr.	Neubau	MS/NS-Station	Zubau Verbrauch		100.000 €	keine Genehmigung erforderlich	UW MS auf NS	Reutlingen und Umgebung
54	Neubau ON-Station Reutlingen, Katharinen- hof	Neubau	MS/NS-Station	Zubau Verbraucher		120.000 €	keine Genehmigung erforderlich	UW MS auf NS	Reutlingen und Umgebung
55	Neubau ON-Station Reutlingen, Lichtenstein- str.	Ersatz(neu- bau) ohne Erhöhung der Über- tragungs- kapazität	MS/NS-Station	Kein Zubau (reiner Ersatz)		70.000 €	keine Genehmigung erforderlich	UW MS auf NS	Reutlingen und Umgebung

56	Neubau ON-Station Reutlingen, Heckwiesen Gewand	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	MS/NS-Station	Kein Zubau (reiner Ersatz)		70.000 €	keine Genehmigung erforderlich	UW MS auf NS	Reutlingen und Umgebung
57	Neubau ON-Station Reutlingen, Am Heilbrunnen 95	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	MS/NS-Station	Kein Zubau (reiner Ersatz)		120.000 €	keine Genehmigung erforderlich	UW MS auf NS	Reutlingen und Umgebung
58	Auswechslung MS- und NS-Verteilung in ON-Station Pfullingen, Wacholderweg 5	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	MS/NS-Station	Kein Zubau (reiner Ersatz)		80.000 €	keine Genehmigung erforderlich	UW MS auf NS	Reutlingen und Umgebung
59	Neubau ON-Station Walddorfhäslach, Dieselstr.7	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	MS/NS-Station	Kein Zubau (reiner Ersatz)		100.000 €	keine Genehmigung erforderlich	UW MS auf NS	Reutlingen und Umgebung
60	Umbau ON-Station, Gniebel, Schwalbenstr.1	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	MS/NS-Station	Kein Zubau (reiner Ersatz)		70.000 €	keine Genehmigung erforderlich	UW MS auf NS	Reutlingen und Umgebung

61	Auswechslung MS- und NS-Verteilung in ON-Station Reutlingen, Steinenbergstr.	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	MS/NS-Station	Zubau Erzeugung und Verbrauch		50.000 €	keine Genehmigung erforderlich	UW MS auf NS	Reutlingen und Umgebung
62	Auswechslung MS- und NS-Verteilung in ON-Station Reutlingen, Nelkenstr.24	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	MS/NS-Station	Zubau Erzeugung und Verbrauch		80.000 €	keine Genehmigung erforderlich	UW MS auf NS	Reutlingen und Umgebung
63	ON-Station – Netzausbaubedarf Netz 1	Neubau	MS/NS-Station	Zubau Erzeugung und Verbrauch		14.170.502 €	keine Genehmigung erforderlich	UW MS auf NS	Reutlingen und Umgebung
64	ON-Station – Austauschbedarf Netz 1	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	MS/NS-Station	Zubau Erzeugung und Verbrauch		7.202.627	keine Genehmigung erforderlich	UW MS auf NS	Reutlingen und Umgebung
65	ON-Station – Netzausbaubedarf Netz 2	Neubau	MS/NS-Station	Zubau Erzeugung und Verbrauch		341.458 €	keine Genehmigung erforderlich	UW MS auf NS	Wolfschlugen
66	ON-Station – Austauschbedarf Netz 2	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Über-	MS/NS-Station	Zubau Erzeugung und Verbrauch		640.234 €	keine Genehmigung erforderlich	UW MS auf NS	Wolfschlugen

		tragungs- kapazität							
67	Neubau ON-Station Bad Urach, Am Elsachufer	Ersatz(neu- bau) ohne Erhöhung der Über- tragungs- kapazität	MS/NS-Station	Kein Zubau (reiner Ersatz)		100.000 €	keine Genehmigung erforderlich	UW MS auf NS	Bad Urach Stadt
68	ON-Station – Netzausbau- bedarf Netz 3	Neubau	MS/NS-Station	Zubau Erzeugung und Verbrauch		85.364 €	keine Genehmigung erforderlich	UW MS auf NS	Bad Urach Stadt
69	ON-Station – Austausch- bedarf Netz 3	Ersatz(neu- bau) mit Erhöhung der Über- tragungs- kapazität	MS/NS-Station	Zubau Erzeugung und Verbrauch		586.881	keine Genehmigung erforderlich	UW MS auf NS	Bad Urach Stadt
70	Auswechs- lung MS- und NS- Verteilung in ON-Station Bad Urach- Hengen, Steinbrech- weg 11/1	Ersatz(neu- bau) mit Erhöhung der Über- tragungs- kapazität	MS/NS-Station	Zubau Erzeugung und Verbrauch		80.000 €	keine Genehmigung erforderlich	UW MS auf NS	Bad Urach Land
71	ON-Station – Netzausbau- bedarf Netz 4	Neubau	MS/NS-Station	Zubau Erzeugung und Verbrauch		85.364 €	keine Genehmigung erforderlich	UW MS auf NS	Bad Urach Land

72	ON-Station – Austauschbedarf Netz 4	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	MS/NS-Station	Zubau Erzeugung und Verbrauch		853.645 €	keine Genehmigung erforderlich	UW MS auf NS	Bad Urach Land
73	Niederspannung – Netzausbaubedarf Netz 1	Neubau	NS-Leitung	Zubau Erzeugung und Verbrauch	109,0	29.290.656 €	keine Genehmigung erforderlich	NS	Reutlingen und Umgebung
74	Niederspannung – Austauschbedarf Netz 1	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	NS-Leitung	Zubau Erzeugung und Verbrauch	10,2	3.100.689 €	keine Genehmigung erforderlich	NS	Reutlingen und Umgebung
75	Niederspannung – Austauschbedarf Netz 1	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	NS-Leitung	Kein Zubau (reiner Ersatz)	92,1	25.534.130 €	keine Genehmigung erforderlich	NS	Reutlingen und Umgebung
76	Niederspannung - Rückbau 1	Rückbau/Altlastentsorgung	Masten			2.372.073 €	keine Genehmigung erforderlich	NS	Reutlingen und Umgebung
77	Niederspannung – Netzausbaubedarf Netz 2	Neubau	NS-Leitung	Zubau Erzeugung und Verbrauch	2,7	723.551 €	keine Genehmigung erforderlich	NS	Wolfschlugen

78	Niederspannung – Austauschbedarf Netz 2	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	NS-Leitung	Zubau Erzeugung und Verbrauch	3,3	997.720 €	keine Genehmigung erforderlich	NS	Wolfschlugen
79	Niederspannung – Austauschbedarf Netz 2	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	NS-Leitung	Kein Zubau (reiner Ersatz)	29,6	8.216.212 €	keine Genehmigung erforderlich	NS	Wolfschlugen
80	Niederspannung - Rückbau 2	Rückbau/Altlastentsorgung	Masten			763.271 €	keine Genehmigung erforderlich	NS	Wolfschlugen
81	Niederspannung – Netzausbaubedarf Netz 3	Neubau	NS-Leitung	Zubau Erzeugung und Verbrauch	2,5	671.600 €	keine Genehmigung erforderlich	NS	Bad Urach Stadt
82	Niederspannung – Austauschbedarf Netz 3	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	NS-Leitung	Zubau Erzeugung und Verbrauch	4,2	1.271.410 €	keine Genehmigung erforderlich	NS	Bad Urach Stadt
83	Niederspannung – Austauschbedarf Netz 3	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	NS-Leitung	Kein Zubau (reiner Ersatz)	37,8	10.470.047 €	keine Genehmigung erforderlich	NS	Bad Urach Stadt

84	Niederspannung - Rückbau 3	Rückbau/Altlastentsorgung	Masten			972.648 €	keine Genehmigung erforderlich	NS	Bad Urach Stadt
85	Niederspannung – Netzausbaubedarf Netz 4	Neubau	NS-Leitung	Zubau Erzeugung und Verbrauch	0,8	211.004 €	keine Genehmigung erforderlich	NS	Bad Urach Land
86	Niederspannung – Austauschbedarf Netz 4	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	NS-Leitung	Zubau Erzeugung und Verbrauch	2,7	831.558 €	keine Genehmigung erforderlich	NS	Bad Urach Land
87	Niederspannung – Austauschbedarf Netz 4	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	NS-Leitung	Kein Zubau (reiner Ersatz)	24,7	6.847.872 €	keine Genehmigung erforderlich	NS	Bad Urach Land
88	Niederspannung - Rückbau 4	Rückbau/Altlastentsorgung	Masten			636.154 €	keine Genehmigung erforderlich	NS	Bad Urach Land