

Badenova Netze

Netzausbauplan 2026

Ausbau des elektrischen Verteilnetzes der Badenova Netze GmbH

Impressum

Netzausbauplan 2026 gemäß § 14d EnWG
veröffentlicht auf VNBdigital.de
lizenziert unter CC BY-ND 4.0

Stand: 31.10.2026

Badenova Netze GmbH
Strategisches Assetmanagement
Vjaceslav Kornev
Tullastraße 61
79108 Freiburg im Breisgau
www.badenovanetze.de
© Badenova Netze GmbH

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung 1
   1.1. Gesetzlicher Rahmen 1
   1.2. Beschreibung der aktuellen Versorgungsaufgabe 1
   1.3. Besonderheiten des eigenen Versorgungsgebietes 1
   1.4. Teilnetzgebiete 2
   1.5. Netzkarten 3
2. Planungsgrundlagen 7
   2.1. Regionalszenario 2025 der Planungsregion Südwest 7
   2.2. Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe 9
      2.2.1. Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025 9
      2.2.2. Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5 11
      2.2.3. Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10 13
      2.2.4. Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045 14
3. Netzdimensionierende Netzausbauplanung 16
   3.1. Hochspannung 17
      3.1.1. Maßnahmenbedarf HöS/HS 17
      3.1.2. Maßnahmenbedarf HS 17
      3.1.3. Maßnahmenbedarf HS/MS 17
   3.2. Mittel- bis Niederspannung 18
   3.3. Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen 19
   3.4. Herausforderungen und Verzögerungen 20
4. Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf 22
5. Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen 23
6. Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG 23
7. Stellungnahmen 23

Abkürzungsverzeichnis

EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FNN	Forum Netztechnik/ Netzbetrieb
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
MS	Mittelspannung
MW	Megawatt
MWp	Megawatt Peak
NAP	Netzausbauplan
NE	Netzebene
NS	Niederspannung
PV	Photovoltaik
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk
VNB	Verteilnetzbetreiber

1. Einleitung

Der Netzausbauplan (NAP) ist ein entscheidender Schritt in der Entwicklung des Stromverteilnetzes der Badenova Netze GmbH. Grundlage dieser Entwicklung sind die wandelnden Bedürfnisse und die daraus resultierenden Anforderungen unserer Gesellschaft an das Stromverteilnetz.

Als Verteilnetzbetreiber für die Sparten Strom, Gas und Wasser freuen wir uns auf die Herausforderung, die Energie-, Wärme-, und Mobilitätswende zu gestallten.

Der vorliegende Netzausbauplan 2026 beschreibt auf Grundlage der Prognosen des Regionalszenarios die erwartete Entwicklung dezentraler Erzeugungsanlagen und elektrischer Verbraucher sowie den daraus resultierenden Netzausbaubedarf im Stromnetz der Badenova Netze.

1.1. Gesetzlicher Rahmen

Stromverteilnetzbetreiber mit mehr als 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden sind gemäß § 14d Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verpflichtet alle zwei Jahre einen NAP für ihr Netzgebiet zu erstellen und auf vnbdigital.de zu veröffentlichen. Der NAP beschreibt die konkreten Vorhaben, wie das Stromnetz in den nächsten fünf bzw. zehn Jahren optimiert, verstärkt und ausgebaut werden soll.

1.2. Beschreibung der aktuellen Versorgungsaufgabe

Die aktuelle Versorgungsaufgabe der Badenova Netze umfasst neben der sicheren und zuverlässigen Stromversorgung auch die Integration einer wachsenden Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen. Insbesondere der starke Ausbau von erneuerbaren Energieanlagen führt zu steigenden Einspeiseleistungen und erhöhten Anforderungen an den Netzausbau. Gleichzeitig prägen die fortschreitende Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors sowie der zunehmende Einsatz von Speichern die Entwicklung des Netzgebiets. Hierdurch steigen sowohl die Anschlussleistungen als auch die Anforderungen.

Die Versorgungsaufgabe unterscheidet sich dabei innerhalb des Netzgebiets stark. Während z.B. im Raum Freiburg die Versorgung hoher Lasten aus Wohn-, Gewerbe- und Industriegebieten im Vordergrund steht, sind u.a. die Teilnetzgebiete Breisach und Markgräflerland insbesondere durch hohe Einspeiseleistungen aus erneuerbaren Energien geprägt. Der Ausbau und die Weiterentwicklung des Netzes dienen daher gleichermaßen der Integration neuer Verbraucher und der Aufnahme zusätzlicher Einspeiseleistungen aus erneuerbaren Energien.

1.3. Besonderheiten des eigenen Versorgungsgebietes

Das Versorgungsgebiet der Badenova Netze umfasst urbane, vorstädtische und ländliche Regionen zwischen Oberrheinebene und Schwarzwald. Es ist durch eine hohe strukturelle und

topografische Vielfalt geprägt. Neben dem verdichteten Stadtgebiet der Stadt Freiburg im Breisgau werden zahlreiche dezentrale Städte und Gemeinden sowie weitläufige ländliche Gebiete bis in den Hochschwarzwald versorgt. Dies führt zu unterschiedlichen Last- und Einspeisestrukturen und entsprechend differenzierten Anforderungen an Netzplanung.

Eine Besonderheit des Netzgebietes ist die Aufteilung in mehrere galvanisch voneinander getrennte Teilnetzgebiete, die teilweise auch räumlich nicht zusammenhängen. Die Anbindung an die vorgelagerten Netze erfolgt über verschiedene Netzbetreiber. Durch das Netz werden zwei kleinere nachgelagerte Netzbetreiber versorgt.

Die Versorgungsaufgabe unterscheidet sich zwischen den einzelnen Teilnetzgebieten deutlich. Im Teilnetzgebiet Freiburg liegt der Schwerpunkt aufgrund der hohen Bevölkerungsdichte sowie der industriellen und gewerblichen Verbraucherstrukturen auf der sicheren Versorgung hoher Lasten. Demgegenüber sind die ländlicheren Teilnetzgebiete, allen voran Breisach und Markgräflerland, in besonderem Maße von der Energiewende geprägt. Hier werden erhebliche Leistungen aus dezentralen Erzeugungsanlagen eingespeist. Insbesondere die hohe Durchdringung mit Photovoltaikanlagen führt zunehmend zu bidirektionalen Lastflüssen und steigenden Anforderungen an Netzführung, Digitalisierung und Flexibilisierung des Verteilnetzes.

1.4. Teilnetzgebiete

Das Stromnetzgebiet der Badenova Netze wurde im Rahmen der Netzausbauplanung in sechs Teilnetzgebiete unterteilt. Die im Folgenden verwendeten Bezeichnungen der Teilnetzgebiete sind im Kontext dieses Berichts ausschließlich auf die durch Badenova Netze versorgten Gebiete zu beziehen und stellen keine vollständige geografische Abgrenzung der namensgebenden Regionen dar:

Freiburg

Das Teilnetzgebiet „Freiburg“ umfasst das Stadtgebiet von Freiburg im Breisgau, sowie einige umliegende Gemeinden, die von Umspannwerken versorgt werden, die auf Freiburger Gemarkung stehen. Das Verteilnetz der Badenova Netze umfasst in diesem Teilnetzgebiet die Netzebenen: NE 3, NE4, NE 5, NE 6 und NE 7. Das Teilnetzgebiet Freiburg wird über das Hochspannungsnetz des vorgelagerten Netzbetreibers Netze BW aus dem Umspannwerk Eichstetten (NE 2) versorgt.

Markgräflerland

Das Teilnetzgebiet „Markgräflerland“ umfasst die Gemeinden Bad Krozingen, Buggingen, Ebringen, Heitersheim, Neuenburg am Rhein, Pfaffenweiler und das Gebiet des Gewerbepark Breisgau. Das Verteilnetz der Badenova Netze umfasst in diesem Teilnetzgebiet die Netzebenen: NE 5, NE 6 und NE 7. Die Übergaben erfolgen mittelspannungsseitig durch den vorgelagerten Netzbetreiber naturenergie netze. Das Gebiet wird durch die drei Umspannwerke in Müllheim, Grißheim und Tunsel versorgt.

Breisach

Das Teilnetzgebiet „Breisach“ umfasst die Gemeinden Breisach am Rhein, Ihringen und Merdingen. Das Verteilnetz der Badenova Netze umfasst in diesem Teilnetzgebiet die Netzebenen: NE 5, NE 6 und NE 7. Die Übergabe erfolgt mittelspannungsseitig am Umspannwerk Breisach durch den vorgelagerten Netzbetreiber Netze BW.

Hochrhein

Das Teilnetzgebiet „Hochrhein“ umfasst die Gemeinden Lauchringen und Wutöschingen. Das Verteilnetz der Badenova Netze umfasst in diesem Teilnetzgebiet die Netzebenen: NE 5, NE 6 und NE 7. Die Übergabe erfolgt mittelspannungsseitig an den Umspannwerken Gurtweil und Wutöschingen durch den vorgelagerten Netzbetreiber naturenergie netze.

Kaiserstuhl

Das Teilnetzgebiet „Kaiserstuhl“ umfasst die Gemeinden Gottenheim und Weisweil. Das Verteilnetz der Badenova Netze umfasst in diesem Teilnetzgebiet die Netzebenen: NE 5, NE 6 und NE 7. Die Übergabe erfolgt aus dem Mittelspannungsnetz des vorgelagerten Netzbetreibers Netze BW.

Titisee-Neustadt

Das Teilnetzgebiet „Titisee-Neustadt“ umfasst das Gemeindegebiet Titisee-Neustadt. Das Verteilnetz der Badenova Netze umfasst in diesem Teilnetzgebiet die Netzebenen: NE 5, NE 6 und NE 7. Die Übergabe erfolgt hauptsächlich mittelspannungsseitig am Umspannwerk Neustadt und vereinzelt aus dem Mittelspannungsnetz des vorgelagerten Netzbetreibers naturenergie netze.

Die geografische Aufteilung in die einzelnen Teilnetzgebiete ist in der folgenden Karte „Teilnetzgebiete Badenova Netze“ abgebildet.

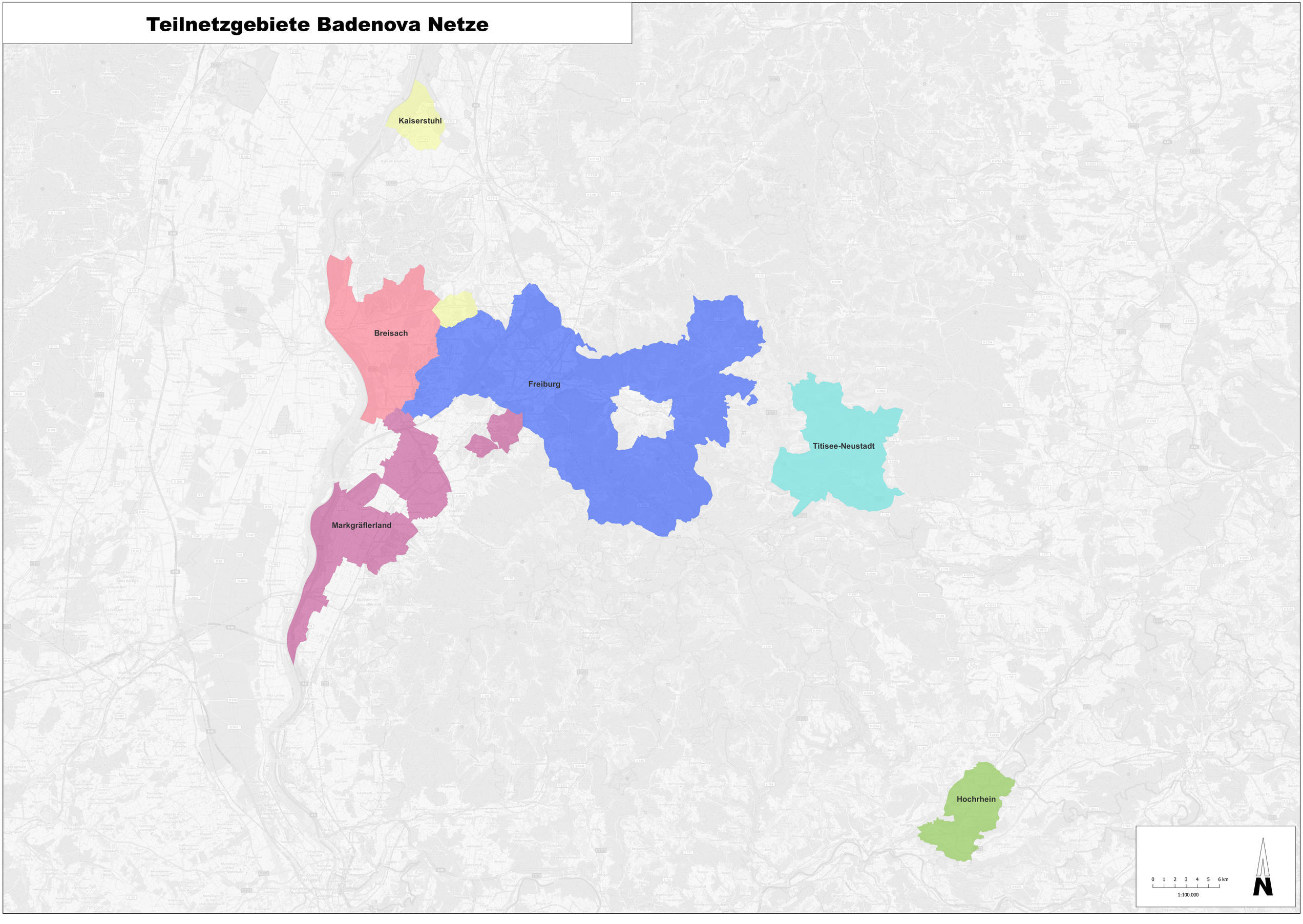
1.5. Netzkarten

Neben der Aufteilung der Teilnetzgebiete folgen zwei weitere Netzkarten. Karte „Maßnahmenplanung Hochspannung Badenova Netze“ zeigt alle Maßnahmen der Hochspannung mit geplantem Baubeginn innerhalb der nächsten 10 Jahre. In den Teilnetzgebieten Hochrhein und Kaiserstuhl sind in den nächsten 10 Jahren keine HS-Maßnahmen vorgesehen. Die Karte „Maßnahmenplanung Umspannwerke HS/MS und Mittelspannung Badenova Netze“ zeigt alle Maßnahmen der Umspannebene innerhalb der nächsten 10 Jahre und alle Maßnahmen der Mittelspannung innerhalb der nächsten 5 Jahre.

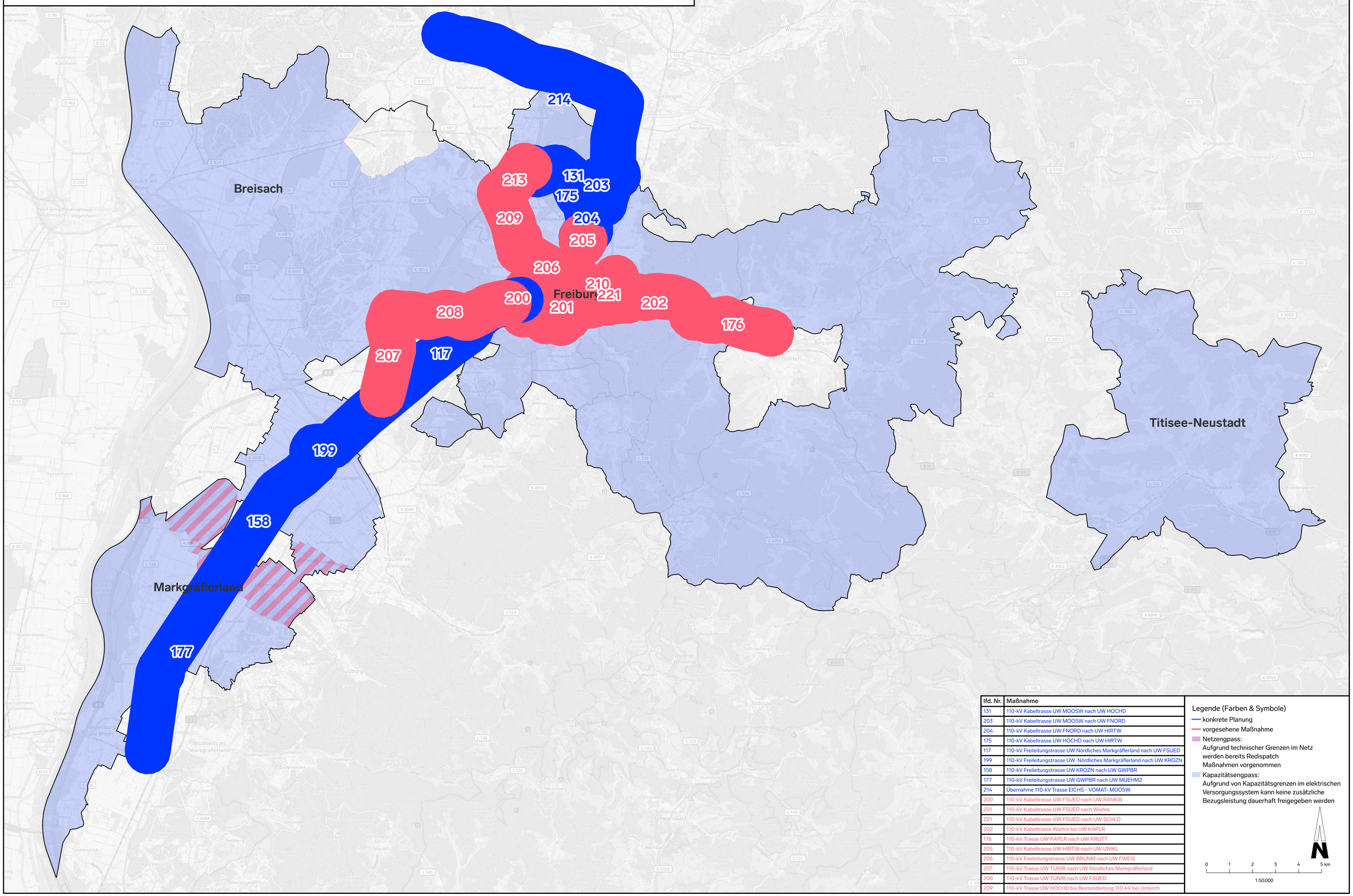
Die Engpassregionen sind in 2 Abstufungen dargestellt:

- Netzengpässe kennzeichnen Netzgebiete, in denen aufgrund technischer Grenzen im Netz bereits Redispatch-Maßnahmen vorgenommen werden.
- Kapazitätsengpässe kennzeichnen Netzgebiete, in denen aufgrund von Kapazitätsgrenzen im elektrischen Versorgungssystem keine zusätzliche Bezugsleistung dauerhaft freigegeben werden kann.

Teilnetzgebiete Badenova Netze



Maßnahmenplanung Hochspannung Badenova Netze



lfd. Nr.	Maßnahme
131	110-kV Kabeltrasse UW MOOSW nach UW HOCHD
203	110-kV Kabeltrasse UW MOOSW nach UW FNORD
204	110-kV Kabeltrasse UW FNORD nach UW HIRTW
175	110-kV Kabeltrasse UW HOCHD nach UW HIRTW
117	110-kV Freileitungstrasse UW Nördliches Markgräflerland nach UW FSUED
199	110-kV Freileitungstrasse UW Nördliches Markgräflerland nach UW KROZN
158	110-kV Freileitungstrasse UW KROZN nach UW GWPBR
177	110-kV Freileitungstrasse UW GWPBR nach UW MUEHM2
214	Übernahme 110-kV Trasse EICHS - VOMAT- MOOSW
200	110-kV Kabeltrasse UW FSUED nach UW RANKW
201	110-kV Kabeltrasse UW FSUED nach Wiehre
221	110-kV Kabeltrasse UW FSUED nach UW SCHLO
202	110-kV Kabeltrasse Wiehre bis UW KAPLR
176	110-kV Trasse UW KAPLR nach UW KRUTT
205	110-kV Kabeltrasse UW HIRTW nach UW UNIKL
206	110-kV Freileitungstrasse UW BRUNM nach UW FWEIS
207	110-kV Trasse UW TUNIB nach UW Nördliches Markgräflerland
208	110-kV Trasse UW TUNIB nach UW FSUED
209	110-kV Trasse UW HOCHD bis Bestandleitung 110-kV bei Umkirch

Legende (Farben & Symbole)

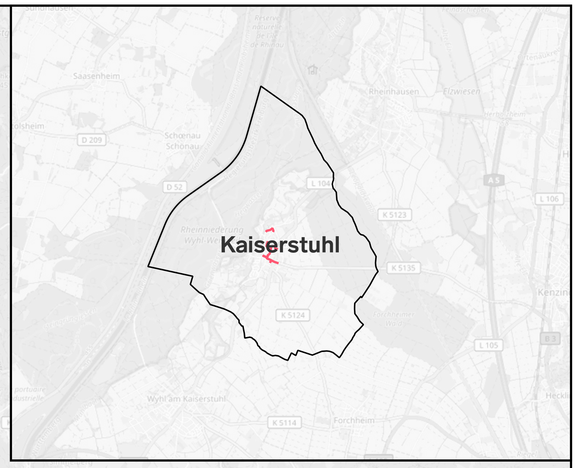
- konkrete Planung
- vorgesehene Maßnahme
- Netzengpass:
  Aufgrund technischer Grenzen im Netz werden bereits Redispatch Maßnahmen vorgenommen
- Kapazitätsengpass:
  Aufgrund von Kapazitätsgrenzen im elektrischen Versorgungssystem kann keine zusätzliche Bezugsleistung dauerhaft freigegeben werden

N

0 1 2 3 4 5 km

1:50.000

Maßnahmenplanung Umspannwerke HS/MS und Mittelspannung
Badenova Netze

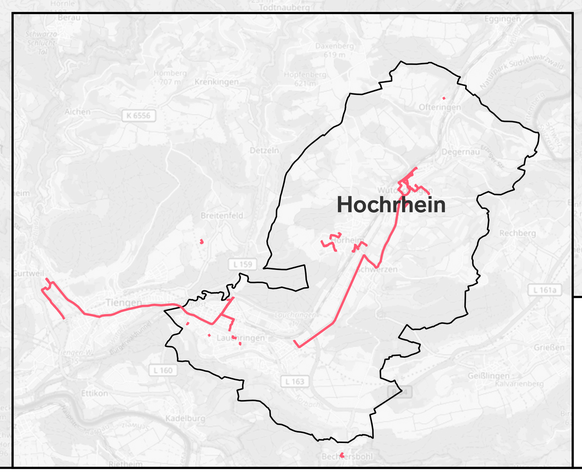


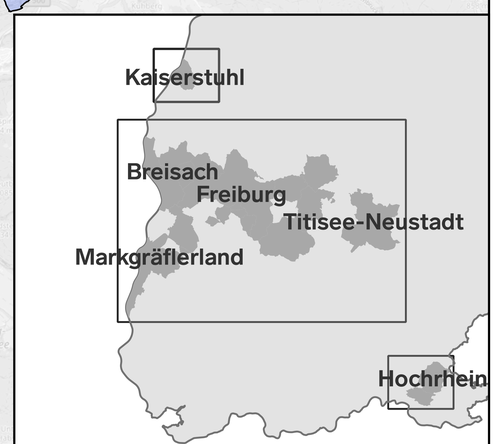
Breisach

Freiburg

Titisee-Neustadt

Markgräflerland





Legende (Farben & Symbole)

- abgeschlossen
- im Bau
- konkrete Planung
- vorgesehene Maßnahme

Netzengpass:
Aufgrund von technischen Grenzen im Netz werden bereits Redispatch-Maßnahmen vorgenommen

Kapazitätsengpass:
Aufgrund von Kapazitätsgrenzen im elektrischen Versorgungssystem kann keine zusätzliche Bezugsleistung dauerhaft freigegeben werden

0 1 2 3 4 5 km

1:50.000

N

2. Planungsgrundlagen

2.1. Regionalszenario 2025 der Planungsregion Südwest

Das Netzgebiet der Badenova Netze liegt vollständig in Baden-Württemberg und ist Teil der Planungsregion Südwest. Die Prognosen, die diesem Netzausbauplan zu Grunde liegen wurden in Zusammenarbeit der Planungsregion im Regionalszenario 2025 veröffentlicht.

Für die Erstellung der Prognosen wurde ein integrierter Ansatz gewählt, in den die Top-Down Prognosen aus Szenario B des Szenariorahmens, sowie Bottom-Up Informationen aus der Region eingeflossen sind. Dabei wurden ausführliche Analysen zu unterschiedlichen Technologien durchgeführt und mitverarbeitet. Darunter Analysen zu privaten und öffentlich zugänglichen Parkflächen, Siedlungsdichte und Gebäudestruktur in Bezug auf ihre Auswirkungen auf den Wärmebedarf und die Machbarkeit von Fernwärme oder dezentralen Wärmepumpen sowie den Bedarf an Gebäudeklimatisierung. Der aktuelle Gasverbrauch von Gewerbekunden wurde auf Elektrifizierungspotential hin überprüft und Baugebiete wurden systematisch erfasst und ihr erwarteter Strombedarf in den Prognosen berücksichtigt.

Bestehende Anschlussanfragen von Erzeugungsanlagen und Lasten sowie aktuelle Leistungsentwicklungen geben den ermittelten Bedarf wieder und stützen die Prognosen entsprechend.

Für die unterschiedlichen Technologien ergaben sich daraus Prognosen, die die erwarteten Entwicklungen im Rahmen der Energiewende abbilden:

- Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird weiter ausgebaut werden. Dabei bestehen im Versorgungsgebiet insbesondere Potentiale im Bereich der Photovoltaik und Windenergie. Bei der Photovoltaik wird ein großer Teil des Ausbaus im Bereich der Aufdachanlagen erwartet. Potentiale für Windenergie liegen zu einem großen Teil im Schwarzwald, aber auch im Oberrheingraben sind Windkraftanlagen prognostiziert. Aktuell bestehende Anschlussanfragen zu Photovoltaik- und Windkraftanlagen bilden die prognostizierte Entwicklung ab und untermauern damit die Prognosen.
- Die bestehenden konventionellen Erzeugungsanlagen basieren auf der Verbrennung fossiler Brennstoffe und sind somit nicht mit der Zielvorgabe der Klimaneutralität zu vereinbaren. Daher wird eine Stilllegung der konventionellen Kraftwerke bis 2045 angenommen.
- Die steigenden Leistungen im Bereich der Wärmepumpen und Elektromobilität bilden die Dekarbonisierung durch einen hohen Grad an Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors ab.
- Für das Versorgungsgebiet wird trotz Annahmen zur Verbesserung der Effizienz eine Steigerung der konventionellen Last prognostiziert. Dies ergibt sich aus zwei wesentlichen Punkten:
    - Der demografischen und gewerblichen Entwicklungen der Region: Auch über den neuen Stadtteil „Dietenbach“ in Freiburg im Breisgau hinaus ist die Region von

Zuzug und Baugebieten geprägt. Zudem werden auch umfangreiche neue Gewerbeflächen erschlossen.
    - Zu erwartende Leistungsentwicklungen im Bereich der Elektrifizierung von Gewerben und dem Bau von Klimaanlagen sowohl im Wohn-, als auch Gewerbebereich, sind in der konventionellen Last abgebildet.
- Die Entwicklung der Kleinbatteriespeicher orientiert sich an der Entwicklung der Photovoltaik-Aufdachanlagen, da diese üblicherweise in Kombination errichtet werden.
- Die für Großbatteriespeicher prognostizierte Leistung ergibt sich aus dem Potential in der Region, bestehenden Anfragen und Absprache mit vorgelagerten Netzbetreibern bezüglich der Verteilung auf die unterschiedlichen Spannungsebenen.
- Das Potential bzw. die Standorteignung für Pumpspeicherkraftwerke, Biomassekraftwerke, Elektrolyseure und Rechenzentren wird im Versorgungsgebiet aktuell als gering eingeschätzt.

Tabelle 1: Regionalszenario 2025 der Planungsregion Südwest - Auf das Versorgungsgebiet der Badenova Netze entfallende Leistung in MW (installiert)

	Bestand (2024)	**2030**	**2035**	**2045**
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	256	406	613	973
Photovoltaik Freifläche (MWp)	6	161	291	401
Windenergie an Land	28	82	150	287
Sonstige erneuerbare Erzeugung	18	9	7	5
Konventionelle Kraftwerke	150	44	17	0
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	11	113	199	343
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	40	73	138
Elektromobilität	47	714	1274	1907
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	264	372	472	659
Stand-alone Rechenzentren	0	0	0	0
Elektrolyseure	2	2	2	2
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	51	164	229	370
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	37	68	130
Pumpspeicher	0	0	0	0
Gesamt:	**833**	**2144**	**3395**	**5215**

2.2. Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe

Das Versorgungsgebiet der Badenova Netze gliedert sich in mehrere, voneinander unabhängige Gebiete, deren Versorgungsaufgabe sich durch unterschiedliche Charakteristika unterschiedlich entwickelt. Auf die einzelnen Aspekte wird in den folgenden Kapiteln je Teilnetzgebiet eingegangen.

Eine Veränderung in Bezug auf die unterschiedlichen Spannungsebenen, die durch die Energiewende zu erwarten ist, zeigt sich bereits an der aktuellen Versorgungsaufgabe: die installierte Erzeugungsleistung von konventionellen Kraftwerken, die in der Mittelspannung angeschlossen sind, liegt bereits unter der installierten Erzeugungsleistung von Photovoltaikanlagen, die in der Niederspannung angeschlossen sind.

Ein Großteil der Leistung für Elektromobilität und Wärmepumpen, die in der Mittelspannung angegeben ist, ergibt sich nicht aus Endverbrauchern, sondern aus nachgelagerten Netzbetreibern. Die Netzbetreiber Gemeindewerke Gundelfingen und Elektrizitätswerke Kirchzarten werden aus dem Mittelspannungsnetz der Badenova Netze versorgt. Dementsprechend wurde die Leistung aus diesen Netzgebieten als Versorgungsaufgabe für das Mittelspannungsnetz der Badenova Netze übernommen. Da bisher keine Meldepflicht für Ladeeinrichtungen und Wärmepumpen besteht, sofern diese an Kundenstationen angeschlossen sind, wird von einer hohen Dunkelziffer bestehender Anlagen ausgegangen.

In Summe ist ein Großteil der Verbraucher und Erzeugungsanlagen in der Niederspannung oder Mittelspannung angeschlossen und verteilen sich ungefähr gleichmäßig unter diesen zwei Spannungsebenen.

Für die Entwicklung der Versorgungsaufgabe wird für das Versorgungsgebiet der Badenova Netze prognostiziert, dass sich der Bedarf an Anschlusskapazitäten, sowohl für Leistungsbezug als auch für Einspeisung ca. um einen Faktor 5 erhöht. Durch die integrierte Methode zur Ermittlung der Prognosen wurden die Leistungen sowohl geografisch als auch auf die unterschiedlichen Spannungsebenen verteilt. Daraus konnte der Netzausbaubedarf für die unterschiedlichen Spannungsebenen jeweils mit Hilfe von Netzberechnungen ermittelt werden.

2.2.1. Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025

Freiburg

Das Teilnetzgebiet Freiburg ist als städtisch geprägtes Teilnetzgebiet durch Leistungsbezug geprägt. Dabei besteht aktuell der größte Leistungsbedarf in der Niederspannung, Die Mittelspannung folgt mit einem Leistungsbedarf von rund der Hälfte dessen in der Niederspannung.

Breisach

Das Teilnetzgebiet Breisach wird durch sehr unterschiedliche Einflüsse geprägt. Der städtische Einfluss der Stadt Breisach am Rhein und das ländliche geprägte Umland mit gleichzeitig einer hohen Anzahl mittelständischer Industrie und Gewerbe kommen hier zusammen. Daraus ergibt

sich ein Leistungsbedarf, der sich gleichmäßig auf die Niederspannungs- und Mittelspannungsebene verteilt. Gleichzeitig führt die hohe installierte Leistung von Aufdachanlagen im Niederspannungsnetz dazu, dass die Rückspeiseleistung des Teilnetzgebiets in der gleichen Größenordnung liegt, wie ihr Leistungsbezug.

Titisee-Neustadt

Das Teilnetzgebiet Titisee-Neustadt ist ländlich geprägt. Der Leistungsbedarf konzentriert sich zum größten Teil auf die Niederspannung. Der Leistungsbezug aus der Mittelspannung und die Installierten Erzeugungsleistungen tragen aktuell nicht maßgeblich zur Versorgungsaufgabe bei.

Hochrhein

Das Teilnetzgebiet Hochrhein ist ländlich geprägt, mit einem überdurchschnittlichen Anteil an mittelständischen Industrie- und Gewerbebetrieben. Der Leistungsbedarf verteilt sich gleichmäßig auf das Niederspannungs- und Mittelspannungsnetz. Eine Herausforderung für das Mittelspannungsnetz stellt die hohe Erzeugungsleistung dar, die teilweise auch geografisch gehäuft installiert ist. Sie sorgt dafür, dass die Rückspeiseleistung des Teilnetzgebiets über dessen Leistungsbezug liegt.

Kaiserstuhl

Das Teilnetzgebiet Kaiserstuhl ist sehr ländlich geprägt. Der Leistungsbedarf konzentriert sich zum größten Teil auf die Niederspannung. Gleichzeitig führt die hohe installierte Leistung von Aufdachanlagen im Niederspannungsnetz dazu, dass die Rückspeiseleistung des Teilnetzgebiets in der gleichen Größenordnung liegt, wie ihr Leistungsbezug.

Markgräflerland

Das Teilnetzgebiet Markgräflerland wird durch sehr unterschiedliche Einflüsse geprägt. Der städtische Einfluss der Städte Neuenburg am Rhein und Bad Krozingen, das ländliche geprägte Umland und das Gewerbegebiet „Gewerbepark Breisgau“ kommen hier zusammen. Daraus ergibt sich ein Leistungsbedarf, der sich gleichmäßig auf die Niederspannungs- und Mittelspannungsebene verteilt. Gleichzeitig führt eine hohe installierte Leistung von Aufdachanlagen im Niederspannungsnetz, in Kombination mit größeren Einspeiseanlagen im Mittelspannungsnetz dazu, dass die Rückspeiseleistung des Teilnetzgebiets in der gleichen Größenordnung liegt, wie ihr Leistungsbezug.

Tabelle 2: Aktuelle Versorgungsaufgabe - Aufteilung der Bestandswerte aus dem Regionalszenario 2025 auf die Netzebenen - Leistung in MW (installiert)

	UW HöS/HS	HS	UW HS/MS	MS	UW MS/NS	NS
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	0	0	0	66,1	6,6	182,8
Photovoltaik Freifläche (MWp)	0	0	0	5,6	0	0,6
Windenergie an Land	0	0	0	28	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	0	0	0	13	1,7	3,3
Konventionelle Kraftwerke	0	62	0	71,4	5,8	10,8
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	0	0	0	0	1	10
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	0	0	0	0	0
Elektromobilität	0	0	0	13,5	6,5	27,3
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	0	15	14	110	2	145
Stand-alone Rechenzentren	0	0	0	0	0	0
Elektrolyseure	0	0	0	2	0	0
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	0	0	0	0,2	0,3	50,2
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	0	0	0	0	0
Pumpspeicher	0	0	0	0	0	0
Gesamt:	**0**	**77**	**14**	**309,8**	**23,9**	**430**

2.2.2. Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5

Freiburg

Die Entwicklung der Versorgungsaufgabe des Teilnetzgebiets Freiburg in den nächsten 5 Jahren ergibt sich zu einem großen Teil aus Veränderungen im Bereich der Mittelspannungsanschlüsse durch Elektrifizierung von Gewerbe, Wärmegewinnung und Mobilität. Auch der Leistungsbedarf aus dem Niederspannungsnetz steigt wesentlich durch Ladeleistung für E-Fahrzeuge und dezentrale Wärmepumpen. Die Erzeugungsleistung wird im Bereich der Niederspannung durch PV-Aufdachanlagen und im Bereich der Mittelspannung durch Windkraft steigen. Für die Versorgungsaufgabe prägend bleibt jedoch auf allen Spannungsebenen der Leistungsbezug.

Breisach

Im Teilnetzgebiet Breisach ist in den nächsten 5 Jahren mit einer der aktuellen Versorgungsaufgabe entsprechenden Entwicklung zu rechnen. Die Verteilung auf die Spannungsebenen und die Verteilung der Relevanz zwischen Einspeisung und Bezug bleiben gleich: Die Leistungen steigen in allen Gebieten gleichmäßig um einen Faktor von ca. 1,5, maßgeblich getrieben durch den Ausbau von PV-Aufdachanlagen, Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge, Elektrifizierung des Wärmebedarfs und zusätzlicher Bebauung.

Titisee-Neustadt

Die Veränderungen der Versorgungsaufgabe in den nächsten 5 Jahren im Teilnetzgebiet Titisee-Neustadt sind geprägt durch Elektrifizierung von Gewerbe, Mobilität und Wärme. Die größten Veränderungen ergeben sich dabei im Bereich des Leistungsbezugs aus dem Mittelspannungsnetzes.
Außerdem entsteht ein Bedarf an Leistungskapazität für Rückspeisung in die Umspannebene von Hoch- auf Mittelspannung durch Freiflächen PV-Anlagen.

Hochrhein

Die Veränderungen der Versorgungsaufgabe in den nächsten 5 Jahren im Teilnetzgebiet Hochrhein sind geprägt durch Elektrifizierung von Mobilität und Wärme sowie der Entwicklung von Neubebauung und Neuansiedlung von Gewerbe. Die größten Veränderungen ergeben sich dabei im Bereich des Leistungsbezugs aus dem Mittelspannungsnetz. Darüber hinaus wird sich die Versorgungsaufgabe durch größere Freiflächen-PV-Anlagen erweitern, die einen direkten Anschluss ab einem Umspannwerk erfordern.

Kaiserstuhl

Bei der Versorgungsaufgabe im Teilnetzgebiet Kaiserstuhl wird es in den nächsten 5 Jahren im Niederspannungsnetz die größten Veränderungen geben. Sowohl im Bereich des Leistungsbezugs als auch im Bereich der Einspeisung ist mit einer knappen Verdopplung der Leistung zu rechnen. Die treibenden Technologien sind hierbei PV-Aufdachanlagen, Ladeeinrichtungen für E-Fahrzeuge und dezentrale Wärmepumpen.

Markgräflerland

Im Teilnetzgebiet Markgräflerland sind die Veränderungen des Leistungsbezugs in den nächsten 5 Jahren in der Nieder- und Mittelspannungsebene prägend für die Entwicklung der Versorgungsaufgabe. Die wichtigsten Einflussfaktoren sind dabei die Elektrifizierung von Mobilität, Transport, Wärmegewinnung und Gewerbe sowie der Neubau von Wohngebäuden und Neuansiedlung von Gewerbe. Der Leistungsbezug ist mit einer prognostizierten Steigerung um einen Faktor von ca. 3 überdurchschnittlich hoch.

2.2.3. Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10

Freiburg

Die Entwicklung der Versorgungsaufgabe des Teilnetzgebiets Freiburg in den Jahren 2030 bis 2035 ergibt sich weiter zu einem großen Teil aus Veränderungen im Bereich der Mittelspannungsanschlüsse durch Elektrifizierung von Gewerbe, Wärmegewinnung und Mobilität. Der Leistungsbedarf aus dem Niederspannungsnetz steigt weiter, im Wesentlichen durch Ladeleistung für E-Fahrzeuge und dezentrale Wärmepumpen. Die Erzeugungsleistung wird weiterhin im Bereich der Niederspannung durch PV-Aufdachanlagen und im Bereich der Mittelspannung und UW Hoch- auf Mittelspannung durch Windkraft steigen. Für die Versorgungsaufgabe prägend bleibt jedoch auf allen Spannungsebenen der Leistungsbezug.

Breisach

Im Teilnetzgebiet Breisach ist in den Jahren 2030 bis 2035 mit einer zunehmenden Dominanz des Leistungsbezugs in der Versorgungsaufgabe zu rechnen. Dabei spielen weiterhin Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge, Elektrifizierung des Wärmebedarfs und zusätzliche Bebauung die wichtigste Rolle, gleichzeitig steigt auch der Bedarf für die Elektrifizierung von Gewerbe an. Die Einspeiseleistung steigt vor allem durch PV-Aufdachanlagen in der Niederspannung und Freiflächen PV-Anlagen in der Umspannebene Hoch- auf Mittelspannung. Die Rückspeiseleistung des Teilnetzgebiets verliert allerdings auf Grund der dominierenden Bezugsleistung an Bedeutung.

Titisee-Neustadt

Die Veränderungen der Versorgungsaufgabe in den Jahren 2030 bis 2035 im Teilnetzgebiet Titisee-Neustadt bleiben geprägt durch Elektrifizierung von Gewerbe, Mobilität und Wärme. Die größten Veränderungen ergeben sich dabei weiterhin aus dem Leistungsbezug aus dem Mittelspannungsnetz. Außerdem steigt der Bedarf an Leistungskapazität für Rückspeisung in die Umspannebene von Hoch- auf Mittelspannung durch Freiflächen PV-Anlagen weiter an. Die Rückspeisung des Teilnetzgebiets entwickelt sich dadurch hin zur gleichen Größenordnung des dann benötigten Leistungsbezugs.

Hochrhein

Die Veränderungen der Versorgungsaufgabe in den Jahren 2030 bis 2035 im Teilnetzgebiet Hochrhein bleiben geprägt durch Elektrifizierung von Mobilität und Wärme sowie einer weiter steigenden Neubebauung und Neuansiedlung von Gewerbe. Die größten Veränderungen ergeben sich dabei weiterhin im Bereich des Leistungsbezugs aus dem Mittelspannungsnetzes. Darüber hinaus wird auch die Versorgungsaufgabe durch größere Freiflächen PV-Anlagen, die einen direkten Anschluss ab einem Umspannwerk erfordern, weiter steigen.

Kaiserstuhl

Bei der Versorgungsaufgabe im Teilnetzgebiet Kaiserstuhl verlagern sich in den Jahren 2030 bis 2035 im Vergleich zum vorherigen Zeitraum die größten Veränderungen aus dem Niederspannungs- in das Mittelspannungsnetz. Im Bereich des Leistungsbezugs ist erneut mit

einer knappen Verdopplung der Leistung zu rechnen, während sich das Wachstum im Bereich der Einspeisung abflacht. Zu den weiterwachsenden Technologien, PV-Aufdachanlagen, Ladeeinrichtungen für E-Fahrzeuge und dezentrale Wärmepumpen, kommt in diesem Zeitraum zusätzlich Leistung für neue Bebauung hinzu.

Markgräflerland

Im Teilnetzgebiet „Markgräflerland“ bleiben die Veränderungen im Leistungsbezug in den Jahren 2030 bis 2035 in der Nieder- und Mittelspannungsebene maßgeblich für die Entwicklung der Versorgungsaufgabe. Die wichtigsten Einflussfaktoren sind dabei die Elektrifizierung von Mobilität, Transport, Wärmegewinnung und Gewerbe sowie der Neubau von Wohngebäuden und Neuansiedlung von Gewerbe. Der Leistungsbezug steigt weiter, allerdings wesentlich weniger schnell als für die Jahre 2025 bis 2030 prognostiziert.

2.2.4. Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045

Freiburg

Die Entwicklung der Versorgungsaufgabe des Teilnetzgebiets Freiburg in den Jahren 2035 bis 2045 setzt sich analog der Entwicklung in den Jahren 2030 bis 2035 fort: Sie ergibt sich weiter zu einem großen Teil aus Veränderungen im Bereich der Mittelspannungsanschlüsse durch Elektrifizierung von Gewerbe, Wärmegewinnung und Mobilität. Der Leistungsbedarf aus dem Niederspannungsnetz steigt nur noch leicht, im Wesentlichen durch Ladeleistung für E-Fahrzeuge und dezentrale Wärmepumpen. Die Erzeugungsleistung wird weiterhin im Bereich der Niederspannung durch PV-Aufdachanlagen und im Bereich der Mittelspannung und UW Hoch- auf Mittelspannung durch Windkraft steigen. Für die Versorgungsaufgabe prägend bleibt auf allen Spannungsebenen der Leistungsbezug.

Breisach

Im Teilnetzgebiet Breisach ist in den Jahren 2035 bis 2045 weiter mit einer Dominanz des Leistungsbezugs in der Versorgungsaufgabe zu rechnen. Für diese Jahre ist ein besonders großer Anstieg von Leistungsbedarf im Bereich von E-LKW, zusätzliche Bebauung und der Elektrifizierung des Wärmebedarfs zu erwarten, gleichzeitig steigt auch der Bedarf für die Elektrifizierung von Gewerbe weiter an. Die Einspeiseleistung steigt vor allem durch Freiflächen PV-Anlagen in der Umspannebene Hoch- auf Mittelspannung weiter stark an, die Bedeutung der Rückspeiseleistung des Teilnetzgebiets bleibt allerdings weiter auf Grund der dominierenden Bezugsleistung im Hintergrund.

Titisee-Neustadt

Die Veränderungen der Versorgungsaufgabe in den Jahren 2035 bis 2045 im Teilnetzgebiet Titisee-Neustadt bleiben geprägt durch Elektrifizierung von Gewerbe, Mobilität und Wärme. Ergänzend ist in diesem Zeitraum auch mit einem relevanten zusätzlichen Leistungsbedarf für neue Wohn- und Gewerbegebiete zu rechnen. Die Änderungen am Leistungsbezug verteilen sich in diesem Zeitraum gleichmäßig auf die Nieder- und Mittelspannungsebene. Der Bedarf an Leistungskapazität für Rückspeisung sowohl in die Umspannebene von Hoch- auf Mittelspannung durch Freiflächen PV-Anlagen als auch in die Niederspannungsebene durch

PV-Aufdachanlagen weiter an. Die Versorgungsaufgabe in diesem Teilnetzgebiet wird dann durch Rückspeisung dominiert.

Hochrhein

Die Veränderungen der Versorgungsaufgabe in den Jahren 2035 bis 2045 im Teilnetzgebiet Hochrhein bleiben geprägt durch Elektrifizierung von Mobilität und Wärme. Außerdem gewinnt die Elektrifizierung von LKW und anderen Gewerbe an Bedeutung. Die Erhöhung des Leistungsbezugs teilt sich dabei in diesem Zeitraum zwischen der Niederspannung und der Mittelspannung gleichmäßig auf. Darüber hinaus hält das Wachstum bei Freiflächen PV-Anlagen, die einen direkten Anschluss ab einem Umspannwerk erfordern, weiter an.

Kaiserstuhl

Die Veränderungen der Versorgungsaufgabe im Teilnetzgebiet Kaiserstuhl verteilen sich in den Jahren 2035 bis 2045 gleichmäßig auf das Nieder- und Mittelspannungsnetz. Die Steigerung des Leistungsbezugs verlangsamt sich wobei neben dem weiter steigenden Leitungsbedarf für dezentrale Wärmepumpen und E-Fahrzeuge, für diesen Zeitraum auch Leistung für Großwärmepumpen für Nahwärmegebiete und Ladeinfrastruktur für E-LKW vorgesehen ist. Zudem entwickelt sich die Einspeisung durch PV-Aufdachanlagen in das Nieder- und Mittelspannungsnetz weiter. Dies führt dazu, dass in diesem Teilnetzgebiet eine Rückspeiseleistung im Bereich der Bezugsleistung zu erwarten ist.

Markgräflerland

Im Teilnetzgebiet „Markgräflerland“ sind die Veränderungen der Versorgungsaufgabe in den Jahren 2035 bis 2045 maßgeblich durch die Entwicklung der Einspeiseleistung in der Nieder- und Mittelspannung geprägt. Es ist mit einem starken Zuwachs an PV-Aufdachanlagen, PV-Freiflächenanlagen und auch Windkraftanlagen zu rechnen, der dazu führt, dass die Rückspeiseleitung die Größenordnung des Leistungsbezugs erreichen wird. Dieser steigt weiter durch die bekannten Einflussfaktoren: Elektrifizierung von Mobilität, Transport, Wärmegewinnung und Gewerbe.

3. Netzdimensionierende Netzausbauplanung

Die netzdimensionierende Netzausbauplanung umfasst alle Maßnahmen, die zur dauerhaften Erhöhung oder Bereitstellung der erforderlichen Übertragungs- und Transformationskapazitäten im Stromnetz notwendig sind. Sie basiert auf den prognostizierten Entwicklungen von Lasten, Einspeisungen sowie den daraus resultierenden Netzbeanspruchungen. Gegenstand der Planung sind ausschließlich Maßnahmen, die zur Beseitigung oder Vermeidung von Kapazitätsengpässen erforderlich sind und damit die Dimensionierung des zukünftigen Netzes bestimmen.

Der netzdimensionierende Ausbaubedarf wird in folgende Maßnahmenkategorien unterteilt:

Netzoptimierung und Netzverstärkung

Maßnahmen zur Erhöhung der Netzkapazität innerhalb bestehender Netzstrukturen, beispielsweise durch leistungsfähigere Betriebsmittel, zusätzliche Transformatoren, Leiterseilverstärkungen oder den Ausbau bestehender Umspannwerke.

Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität

Ersatz bestehender Betriebsmittel durch leistungsfähigere Anlagen, sofern hierdurch die Übertragungs- oder Transformationskapazität erhöht wird. Der kapazitätserhöhende Anteil wird dem Netzausbau zugeordnet.

Neubau

Errichtung neuer Leitungen, Kabelstrecken, Umspannwerke oder weiterer Netzanlagen zur Schaffung zusätzlicher Netzkapazitäten.

Zusätzlich werden Maßnahmen berücksichtigt, die netzebenenübergreifend wirken und die Leistungsfähigkeit des Gesamtnetzes erhöhen. Hierzu gehören insbesondere der Ausbau von Netzleit- und Steuerungssystemen, die Digitalisierung von Netzanlagen sowie der Einsatz intelligenter Betriebsmittel. Der Investitionsbedarf für die gesamtnetzbezogenen Maßnahmen ist der jeweiligen Netzebene zugeordnet, auf welche die Maßnahme vorwiegend wirkt.

Auf Basis von Netzberechnungen werden zukünftige Engpässe in den einzelnen Netzebenen identifiziert und die hierfür erforderlichen Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen abgeleitet. Ziel ist die Sicherstellung eines langfristig sicheren, leistungsfähigen und bedarfsgerechten Netzbetriebs unter den Rahmenbedingungen der Energiewende. Im Rahmen der Netzausbauplanung werden verschiedene technische Lösungsansätze untersucht und bewertet. Die dargestellten Maßnahmen stellen aus heutiger Sicht die technisch und wirtschaftlich vorzugswürdigen Lösungen zur Erfüllung der zukünftigen Versorgungsaufgabe dar.

Die Netzausbauplanung stellt eine langfristige Betrachtung dar und basiert auf den zum Zeitpunkt der Erstellung verfügbaren Informationen. Insbesondere bei längeren Betrachtungszeiträumen können sich Änderungen durch neue Netzanschlussbegehren, geänderte regulatorische Rahmenbedingungen, technologische Entwicklungen oder

weiterführende Planungen ergeben. Die Maßnahmenplanung wird daher regelmäßig überprüft und fortgeschrieben.

Für alle in den Netzkarten dargestellten Maßnahmen, die sich noch nicht im Bau befinden, sind die Standorte bzw. Trassen als Suchräume zu verstehen. Die endgültige Lage von Anlagen und Trassen wird im jeweiligen Planungs- und Genehmigungsprozess unter Berücksichtigung technischer, wirtschaftlicher, umweltfachlicher und raumordnerischer Anforderungen festgelegt.

Die angegebenen Kosten stellen erste, nicht inflationsbereinigte Planwerte dar. Sie dienen der Einordnung des erwarteten Investitionsbedarfs und können sich im Zuge der weiteren Konkretisierung der Maßnahmen verändern.

3.1. Hochspannung

3.1.1. Maßnahmenbedarf HöS/HS

Im Rahmen der Netzausbauplanung wurden Handlungsbedarfe der HöS/HS zum vorgelagerten VNB und ÜNB festgestellt. Diese ergeben sich am HöS/HS UW Eichstetten über das Maß der langfristig zur Verfügung stehenden Transformatorleistung, sodass die Transnet BW GmbH bereits die Punktmaßnahme P179 im Netzentwicklungsplan 2037/2045 für die Errichtung einer weiteren Umspannanlage HöS/HS im nördlichen Markgräflerland vorsieht. Die HöS/HS Umspannkapazitäten, HöS Schaltanlage und Schaltfelder werden im Eigentum des ÜNB stehen, sodass diese Maßnahmen nicht Teil der Netzausbauplanung der Badenova Netze sind. Die mit der Errichtung verbundenen Maßnahmen werden in enger Kooperation mit den vorgelagerten Netzbetreibern abgestimmt.

3.1.2. Maßnahmenbedarf HS

In der Hochspannung werden die zur Engpassvermeidung oder -minderung erforderlichen Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen nach Betrachtungszeitraum in der nachfolgenden Tabelle 3 zusammenfassend dargestellt.

Es ergibt sich ein hoher Ausbaubedarf mit Maßnahmenstart der HS-Leitungen innerhalb der nächsten 5 und 10 Jahre. Zur Anbindung an das neue HöS/HS Umspannwerk und der Verteilung sind HS-Freileitungs- und Kabelmaßnahmen vorgesehen. Eine besondere Herausforderung liegt in der geplanten HS-Netzgruppentrennung im Teilnetz Freiburg zur Inbetriebnahme der Leitungsanbindung an der neuen HöS/HS Umspannanlage.

3.1.3. Maßnahmenbedarf HS/MS

Auch die Maßnahmen der HS/MS zur Engpassvermeidung oder -minderung als erforderliche Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen nach Betrachtungszeitraum werden in der nachfolgenden Tabelle 3 dargestellt.
Da für die voraussichtliche Versorgungsaufgabe nicht genug Transformatorkapazitäten vorhanden sind, ergibt sich ein Bedarf zur Erhöhung der Transformatorkapazitäten in bestehenden Umspannwerken, sowie zusätzlich die Errichtung neuer Umspannwerke.

Tabelle 3: Maßnahmenbedarf HöS/HS, HS und HS/MS aus der Netzdimensionierenden Ausbauplanung Hochspannung inkl. Höchst- auf Hochspannung sowie Hoch- auf Mittelspannung

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 2: HöS/HS UW	0 [UW]	0 [Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	69 [km]	149,9 [Mio. Euro]
	NE 4: HS/MS UW	14 [UW]	185,2 [Mio. Euro]
2031 bis 2035 (T+10)	NE 2: HöS/HS UW	0 [UW]	0 [Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	10 [km]	17,7 [Mio. Euro]
	NE 4: HS/MS UW	5 [UW]	53,1 [Mio. Euro]
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 2: HöS/HS UW	0 [UW]	0 [Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	16 [km]	41,4 [Mio. Euro]
	NE 4: HS/MS UW	2 [UW]	21,0 [Mio. Euro]

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

Maßnahmen mit Baustart bis 2030 werden in den Zeitraum T+5 eingeordnet. Die Maßnahmen des NAP 2026 sind als maschinell lesbare Daten unter vnbdigital.de veröffentlicht.

3.2. Mittel- bis Niederspannung

Wie für die Netzebenen 3 und 4 werden die für die Engpassvermeidung oder -minderung erforderlichen Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen nach Betrachtungszeitraum in der nachfolgenden Tabelle zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 4: Netzdimensionierende Ausbauplanung Mittel- bis Niederspannung

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 5: MS-Leitungen	137 km	56,0 Mio. Euro
	NE 6: MS/NS UW	511 Stück	50,1 Mio. Euro
	NE 7: NS-Leitungen	310 km	33,9 Mio. Euro
2031 bis 2035 (T+10)	NE 5: MS-Leitungen	131 km	47,2 Mio. Euro
	NE 6: MS/NS UW	345 Stück	20,9 Mio. Euro
	NE 7: NS-Leitungen	150 km	16,5 Mio. Euro
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 5: MS-Leitungen	328 km	120,9 Mio. Euro
	NE 6: MS/NS UW	448 Stück	24,5 Mio. Euro
	NE 7: NS-Leitungen	392 km	43,4 Mio. Euro

Grundlage für die Ermittlung der Einzelmaßnahmen bildet die Regionalisierung der gemeindescharfen Last- und Einspeiseprognosen für die Stützjahre 2035 und 2045. Auf dieser Basis wurde der erforderliche Netzausbaubedarf abgeleitet und geplant. Ergänzend wurden die Ergebnisse der zyklischen Erneuerungsplanung der Betriebsmittel berücksichtigt, bei der gleichzeitig eine Erhöhung der Übertragungskapazität stattfindet. Für den Zeitraum von 2025 bis 2030 wurden darüber hinaus Maßnahmen einbezogen, deren Umsetzung aus betrieblichen Gründen priorisiert ist.

Ein grundsätzlicher Bedarf zur Erhöhung der Netzkapazität in den Netzebenen 5 bis 7 ergibt sich aus dem prognostizierten Anstieg von Lasten und Einspeisungen.

Netzerweiterungen in der Netzebene 5 ergeben sich insbesondere aus der Einbindung neu geplanter Umspannwerke sowie der teilweisen Neuordnung der jeweiligen Versorgungsgebiete. Darüber hinaus werden bestehende Leitungen mit unzureichenden Querschnitten durch leistungsfähigere Betriebsmittel erneuert. Zur Reduzierung des Bedarfs an konventionellem Netzausbau wurden als Optimierungsmaßnahmen die lastflussabhängige dynamische Spannungs-Sollwertregelung der Transformatoren in der Netzebene 4 sowie die Anpassung von Trennstellen berücksichtigt.

In der Netzebene 6 wurden in Abhängigkeit von der regionalisierten Last- und Einspeiseentwicklung sowie der jeweiligen Bestandssituation bedarfsgerecht verschiedene Maßnahmen vorgesehen. Hierzu zählen der Neubau zusätzlicher Trafostationen zur Entlastung bestehender Versorgungsbereiche, der Ersatzneubau bestehender Trafostationen sowie der Austausch von Transformatoren.

In der Netzebene 7 wurden Leitungsneubauten, Ersatzneubauten bestehender Leitungen, die Anpassung von Trennstellen sowie die Anbindung an neue Trafostationen als geeignete Ausbau- und Optimierungsmaßnahmen berücksichtigt.

3.3. Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen

Energieeffizienzsteigerungen sind bereits Bestandteil der dem Netzausbauplan zugrunde liegenden Szenarien und werden bei der Ermittlung der zukünftigen Versorgungsaufgabe berücksichtigt. Gleichzeitig wird erwartet, dass die zunehmende Elektrifizierung in den Bereichen Wärmeversorgung, Mobilität, Gewerbe und Industrie zu einem deutlichen Anstieg der elektrischen Lasten führt. Die hierdurch entstehenden Leistungszuwächse übersteigen die zu erwartenden Verbrauchsreduktionen aus Energieeffizienzmaßnahmen deutlich.

Im Rahmen der Netzausbauplanung wurden neben konventionellen Netzausbaumaßnahmen auch verschiedene Netzoptimierungs- und Flexibilisierungsmaßnahmen betrachtet. Hierzu zählen insbesondere:

- die Optimierung bestehender Netzstrukturen,
- die Anpassung von Netztrennstellen,
- die lastflussabhängige dynamische Spannungs-Sollwertregelung von Transformatoren,

- die netzdienliche Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG,
- sowie weitere betriebliche Maßnahmen zur Erhöhung der Flexibilität im Netzbetrieb.

Diese Maßnahmen können dazu beitragen, vorhandene Netzkapazitäten effizienter zu nutzen, den Eintritt einzelner Engpässe zeitlich zu verschieben oder den Ausbaubedarf lokal zu reduzieren. Sie sind jedoch nicht geeignet, die aus der prognostizierten Entwicklung von Lasten, Einspeisungen und Speichern resultierenden strukturellen Netzengpässe dauerhaft zu beseitigen.

Die Badenova Netze GmbH verfolgt daher das Ziel, ein langfristig leistungsfähiges und bedarfsgerecht dimensioniertes Netz bereitzustellen. Die dargestellte Netzausbauplanung beschreibt folglich ein Zielnetz, in dem dauerhaft zu erwartende Engpässe durch Netzoptimierungs-, Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen behoben werden.

Nachfragesteuerungsmaßnahmen werden dabei als ergänzende Instrumente zur Unterstützung des Netzbetriebs verstanden. Sie können den Netzausbau sinnvoll flankieren, ersetzen jedoch die zur Erfüllung der zukünftigen Versorgungsaufgabe erforderlichen Infrastrukturmaßnahmen nicht. Die Netzausbauplanung basiert daher grundsätzlich auf einem langfristig sicheren Netzbetrieb ohne die dauerhafte Inanspruchnahme von Nachfragesteuerungsmaßnahmen zur Kompensation struktureller Netzengpässe.

3.4. Herausforderungen und Verzögerungen

Die Umsetzung der im Netzausbauplan dargestellten Maßnahmen erfolgt in einem Umfeld, das durch eine hohe Dynamik der Energiewende sowie steigende Anforderungen an die Netzinfrastruktur geprägt ist. Neben dem Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen führen insbesondere die Elektrifizierung der Wärmeversorgung, die zunehmende Elektromobilität, der Ausbau von Batteriespeichern sowie die Transformation von Gewerbe und Industrie zu einem deutlich steigenden Bedarf an Netzkapazitäten.

Herausforderungen

Die größten Herausforderungen bei der Umsetzung der Netzausbauplanung ergeben sich aus:

- der Bereitstellung ausreichender Transport- und Transformationskapazitäten für die prognostizierte Entwicklung von Lasten und Einspeisungen,
- der Integration großer Erzeugungs- und Speicheranlagen in bestehende Netzstrukturen,
- der Flächensicherung für neue Umspannwerke, Trafostationen und sonstige Netzinfrastruktur,
- der Trassenfindung und der Verfügbarkeit geeigneter Leitungskorridore,
- den Anforderungen des Umwelt-, Natur- und Artenschutzes,
- der Abstimmung mit Behörden, Kommunen, Grundstückseigentümern und weiteren Beteiligten,

- sowie der Koordination mit Maßnahmen vor- und nachgelagerter Netzbetreiber.

Insbesondere in einzelnen Teilnetzgebieten können sich durch regionale Schwerpunkte beim Ausbau erneuerbarer Energien, der Ansiedlung neuer Lasten oder dem Anschluss von Speichern zusätzliche Herausforderungen ergeben.

Verzögerungen und Umsetzungsrisiken

Die Umsetzung der erforderlichen Netzmaßnahmen kann durch verschiedene externe und interne Einflussfaktoren verzögert werden. Eine Maßnahme gilt als verzögert, wenn der aus Sicht der Netzplanung erforderliche Realisierungszeitpunkt nicht erreicht werden kann.

Zu den wesentlichen Verzögerungsursachen zählen:

- langwierige Genehmigungs- und Beteiligungsverfahren,
- zeitintensive Flächen- und Standortakquise,
- Abstimmungen mit Kommunen, Behörden und Grundstückseigentümern,
- Teuerung und Engpässe bei Transformatoren, Schaltanlagen, Kabeln und weiteren Betriebsmitteln,
- eingeschränkte Verfügbarkeiten von Tiefbau- und Montagekapazitäten,
- der Fachkräftemangel bei Netzbetreibern, Planungsbüros, Herstellern und Dienstleistern,
- sowie zeitliche Abhängigkeiten von Maßnahmen vor- und nachgelagerter Netzbetreiber.

Besonders in der Hochspannung können Verzögerungen beim Ausbau vorgelagerter Netzebenen Auswirkungen auf die Umsetzung nachgelagerter Ausbauprojekte haben. In der Mittel- und Niederspannung stellen darüber hinaus die Verfügbarkeit geeigneter Standorte für Ortsnetzstationen sowie die regional begrenzten Tiefbaukapazitäten wesentliche Risiken für die fristgerechte Umsetzung der Maßnahmen dar.

Die Badenova Netze GmbH überprüft die Ausbauplanung daher regelmäßig und passt Prioritäten sowie Umsetzungszeiträume bei Bedarf an neue Entwicklungen an. Ziel ist es, die erforderlichen Netzkapazitäten möglichst frühzeitig bereitzustellen und die Auswirkungen möglicher Verzögerungen auf die Versorgungssicherheit und die Integration neuer Lasten und Einspeiser zu minimieren.

4. Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf

Der nicht netzdimensionierende Ausbaubedarf umfasst Maßnahmen, die nicht unmittelbar durch die prognostizierte Last- und Einspeiseentwicklung sowie die daraus resultierenden Anforderungen an die Netzkapazität verursacht werden. Im Gegensatz zum netzdimensionierenden Ausbaubedarf dienen diese Maßnahmen vorrangig der Erhaltung eines versorgungssicheren und wirtschaftlichen Netzbetriebs sowie dem langfristigen Werterhalt der Netzinfrastruktur.

Die Zuordnung einer Maßnahme zum nicht netzdimensionierenden Ausbaubedarf erfolgt, wenn diese unabhängig von identifizierten Netzengpässen oder Kapazitätsüberschreitungen erforderlich ist. Erneuerungsmaßnahmen an Leitungen werden aufgrund der mit dem Einsatz neuer Kabeltypen einhergehenden Erhöhung der Übertragungskapazität dem netzdimensionierenden Ausbaubedarf zugeordnet und in Kapitel 3 beschrieben.

Die zu erwartenden Kosten des nicht netzdimensionierenden Ausbaubedarfs der Netzebenen 3 bis 7 sind in untenstehender Tabelle dargestellt.

Tabelle 5: Nicht netzdimensionierende Ausbauplanung

Zeitraum	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	26,3 Mio. Euro
2031 bis 2035 (T+10)	5,3 Mio. Euro
2036 bis 2045 (Zielnetz)	49,2 Mio. Euro

Reiner Ersatz (1:1) / Rückbau / Altlastentsorgung

In Netzebene 4 werden altersbedingte Erneuerungsmaßnahmen, Ersatz und Rückbau an Umspannwerken und Transformatoren dem nicht netzdimensionierenden Ausbaubedarf zugeordnet.

In Netzebene 5 werden altersbedingte Erneuerungsmaßnahmen an Schaltanlagen und Sekundärtechnik sowie der Rückbau von Leitungen dem nicht netzdimensionierenden Ausbaubedarf zugeordnet.

In Netzebene 6 wird der Rückbau von Trafostationen im Zuge von Ersatzneubauten dem nicht netzdimensionierenden Ausbaubedarf zugeordnet.

In Netzebene 7 wird der Rückbau von Freileitungen dem nicht netzdimensionierenden Ausbaubedarf zugeordnet.

Sämtliche Maßnahmen des nicht netzdimensionierenden Ausbaubedarfs sind im Kapitel „Maßnahmenplan“ als Sammelmaßnahmen dargestellt.

5. Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen

Aktuell gibt es im Verteilnetz der Badenova Netze keinen Bedarf an nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen oder Flexibilitätsdienstleistungen im Sinne des §14c EnWG.

Im Rahmen der Netzberechnungen für diesen Netzausbauplan zeigt sich, dass bei Erreichen der Prognosen mit Spannungsbandverletzungen zu rechnen ist. Als volkswirtschaftlich günstige Maßnahme zur Behebung bzw. Vorbeugung dieser Grenzwertverletzungen ist der Einbau von dynamischen Spannungssollwertreglern geplant.

Nach den aktuellen Betrachtungen besteht kein Bedarf zur Beschaffung von System- und Flexibilitätsdienstleistungen.

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. (Quelle: FNN-Hinweis)

Nach Auswertung der aktuellen Ergebnisse führt eine Spitzenkappung der Erzeugungsleistung nicht zu einer Reduktion des Netzausbaubedarfs in allen betrachteten Netzebenen und wird deshalb nicht angewandt.

7. Stellungnahmen

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

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Regionalszenario 2025 der Planungsregion Südwest - Auf das Versorgungsgebiet der Badenova Netze entfallende Leistung in MW (installiert) 8
Tabelle 2: Aktuelle Versorgungsaufgabe - Aufteilung der Bestandswerte aus dem Regionalszenario 2025 auf die Netzebenen - Leistung in MW (installiert) 11
Tabelle 3: Maßnahmenbedarf HöS/HS, HS und HS/MS aus der Netzdimensionierenden Ausbauplanung Hochspannung inkl. Höchst- auf Hochspannung sowie Hoch- auf Mittelspannung 18
Tabelle 4: Netzdimensionierende Ausbauplanung Mittel- bis Niederspannung 18
Tabelle 5: Nicht netzdimensionierende Ausbauplanung 22