Netzausbauplan 2026

Ausbau des Stromverteilnetzes
der Netze ODR GmbH



Netze ODR

Ein Unternehmen
der EnBW ODR AG

Inhalt

Inhalt 2
Abkürzungsverzeichnis 3
Lizenzvereinbarung 4
Impressum 4

Unternehmensporträt Netze ODR 5

1. Einleitung 8
1.1. Gesetzlicher Rahmen 8
1.2. Versorgungsaufgabe der Netze ODR GmbH 9
1.3. Versorgungsgebiet der Netze ODR GmbH 10
1.4. Maßnahmenkarten 11
2. Planungsgrundlagen 12
2.1. Regionalszenario 2025 der Planungsregion SÜDWEST 12
2.2. Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe 14
2.2.1. Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025 14
2.2.2. Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5 17
2.2.3. Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10 18
2.2.4. Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045 18
3. Netzdimensionierende Netzausbauplanung 19
3.1. Hochspannung 20
3.2. Mittel- bis Niederspannung 22
4. Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf 24
5. Bedarf an System- und Flexibilitätsdienstleistungen 25
5.1. Einspeisebegrenzungen bei Netzkapazitätsengpässen 25
5.2. Überwachung und Analyse der NE 6 und NE 7 26
5.3. Steuerbare Verbrauchseinrichtungen 26
5.4. Flexible Netzanschlussverträge 27
5.5. Pilotierung netzdienlicher Speicher 28
6. Spitzenkappung nach §11 Abs. (2) EnWG 29
7. Sonstiges 29

Anhang A1: Tabellen- und Abbildungsverzeichnis 30
Anhang A2: Quellenverzeichnis 31

Abkürzungsverzeichnis

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
NVNB	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

Lizenzvereinbarung

PDF Datei unter der Lizenz: CC BY-ND 4.0

Impressum/Lizenzhinweis

Titel: Netzausbauplan 2026 – Ausbau des Stromverteilnetzes der Netze ODR GmbH

Herausgeber und Lizenzgeber: Netze ODR GmbH · Unterer Brühl 2 · 73479 Ellwangen

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

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

Zitierempfehlung: „Netzausbauplan 2026 – Netze ODR GmbH", Werk des veröffentlichungspflichtigen Verteilnetzbetreiber Netze ODR GmbH (Stand 2026), lizenziert unter CC BY -ND 4.0.

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

Impressum

Netze ODR GmbH
Unterer Brühl 2
73479 Ellwangen
07961 9336-0
info@netze-odr.de

Sitz der Gesellschaft: Ellwangen (Jagst)
Amtsgericht Ulm HRB 510 654
Steuer-Nr.: 50079/05635
USt-ID-Nummer: DE814759930

Unternehmensporträt Netze ODR

Netze ODR GmbH – Ihr Verteilnetzbetreiber in der Region

Über uns

Die Netze ODR GmbH ist der größte Verteilnetzbetreiber in der Region Ostwürttemberg und dem angrenzenden Bayern. Unser Einzugsgebiet erstreckt sich von der Hohenloher Ebene bis zum Donauried und vom Welzheimer Wald bis zum Ries. Mit einem umfangreichen Mittel- und Niederspannungsnetz sowie einem Gasverteilnetz versorgen wir mehr als 240.000 Netzkundinnen und Netzkunden mit Strom und Gas sowie energienahen Dienstleistungen.

Unsere Aufgabe

Unser primärer Fokus liegt auf der ganzheitlichen Betreuung unserer Netzinfrastruktur. Das umfasst die Planung, den Bau, den laufenden Betrieb und die kontinuierliche Weiterentwicklung unserer Strom- und Gasnetze. Unser Ziel ist es, die Versorgungssicherheit für unsere Kunden zu gewährleisten und ihre Bedürfnisse effizient zu erfüllen.



Investitionen in die Zukunft

Um den wachsenden Herausforderungen der Energiewende gerecht zu werden, investieren wir kontinuierlich in den Ausbau und die Modernisierung unserer Netze. Im Jahr 2026 allein beläuft sich unsere Investitionssumme auf rund 102 Millionen Euro, um eine zuverlässige Energieversorgung in der Region langfristig zu sichern.

Versorgungssicherheit gewährleisten

Unsere hochmoderne Leitstelle überwacht rund um die Uhr alle netztechnischen Maßnahmen, um eine zuverlässige Strom- und Gasversorgung sicherzustellen. Im Falle von Störungen sind wir schnell vor Ort, um umgehend Maßnahmen zur Behebung einzuleiten und Schäden zu minimieren, damit unsere Kunden weiterhin eine stabile Versorgung genießen können.

Erneuerbare Energie in unserem Netzgebiet

Als Verteilnetzbetreiber leisten wir einen messbaren Beitrag zur regionalen Energiewende. Mit über 50.000 angeschlossenen Erneuerbare-Energien-Anlagen ermöglichen wir die dezentrale Einspeisung von Strom aus Windkraft, Photovoltaik und anderen regenerativen Quellen in unser Netz.

Zukunftsorientiertes Handeln

Wir denken nicht nur an die Gegenwart, sondern rüsten unsere Netze auch für die Herausforderungen von morgen. Neben dem Ausbau unserer Stromnetze bereiten wir unsere Gasnetze auf die zukünftige Transportmöglichkeit von Wasserstoff vor, um den Anforderungen einer sich wandelnden Energielandschaft gerecht zu werden.

Großes Potenzial für Erneuerbare Energien

In unserer Netzregion liegt ein erhebliches Potenzial für den weiteren Ausbau von Photovoltaik- und Windkraftanlagen. Als zuständiger Verteilnetzbetreiber sehen wir dies als Chance und schaffen daher die Netzkapazitäten, um den Anschluss weiterer Photovoltaik- und Windkraftanlagen in der Region zu ermöglichen.

Attraktiver Arbeitgeber in der Region

Als Arbeitgeber schätzen wir gut ausgebildete und motivierte Fachkräfte. Mit über 450 Mitarbeitenden bieten wir nicht nur attraktive Karrieremöglichkeiten, sondern legen auch großen Wert auf die Ausbildung des eigenen Nachwuchses, um den Erfolg unseres Unternehmens langfristig zu sichern und die Region weiter zu stärken.



1 Einleitung

Mit dem von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) am 13. März 2025 vorgelegten Entwurf des Netzentwicklungsplan (NEP) wurde die wegweisende Richtung für eine klimaneutrale Energieerzeugung und den dafür notwendigen Netzausbau aufgezeigt. Abgeleitet davon liegt es nun an den Verteilnetzbetreibern (VNB) die dort markierten Ziele auf das jeweilige Netz zu überführen und entsprechende Netzausbaumaßnahmen darzustellen.

Der vorliegende Netzausbauplan (NAP) stellt diesen wegweisenden Ausbaupfad in Richtung einer klimaneutralen Zukunft im Netzgebiet der Netze ODR GmbH dar. Dabei zeigt sich, dass umfangreiche Netzänderungen über alle Netzebenen (NE) hinweg notwendig sind. Um ihrer gesellschaftlichen Verpflichtung gerecht zu werden, wird die Netze ODR GmbH in den kommenden Jahren beträchtliche Investitionen tätigen.

Dabei werden in diesem NAP lediglich die nachfolgenden und von der Netze ODR GmbH betriebenen Netzebenen betrachtet:

- Netzebene 4 (Umspannwerke Hochspannung/Mittelspannung)
- Netzebene 5 (Mittelspannung)
- Netzebene 6 (Umspannstationen Mittelspannung/Niederspannung)
- Netzebene 7 (Niederspannung)

1.1. Gesetzlicher Rahmen

Gemäß dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sind Stromverteilnetzbetreiber mit mindestens 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Netzkunden verpflichtet, alle zwei Jahre einen Netzausbauplan zu veröffentlichen.

Der Paragraf §14d des EnWG [1] regelt dabei den Umfang und Inhalt des NAP. Mit der Neuerung des Paragrafen sind neben Maßnahmen in den NE 3 und NE 4 für die nächsten zehn Jahre auch Netzausbauprojekte in der NE 5 für die kommenden fünf Jahre vorzulegen. Dazu werden in aggregierter Form und maschinenlesbar die Gesamtinvestitionen für alle Netzebenen veröffentlicht.

Die Basis für die dafür notwendigen Netzberechnungen stellen der Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und das daraus abgeleitete Regionalszenario der Planungsregion SÜDWEST (PR SÜDWEST) zur Verfügung, wodurch einheitliche und übergreifende Ausbauprognosen sichergestellt werden sollen.

Gemäß des §14d des EnWG erfolgte die Veröffentlichung des NAP fristgerecht auf VNBdigital [2] und auf der Webseite der Netze ODR GmbH [3].

1.2. Versorgungsaufgabe der Netze ODR GmbH

Als vorwiegend ländlicher Flächennetzbetreiber kann eine überwiegend homogene Versorgungsaufgabe festgestellt werden. Mit bereits über 60.000 in Betrieb befindlichen Rücklieferanlagen im Jahr 2025 kann eine EEG-Quote über 80 % erreicht werden. Damit sind bereits heute die ambitionierten Ziele der Bundesregierung für das Jahr 2030 im Netzgebiet erreicht [4].

Damit einhergehend werden der notwendige Netzausbau und die Priorisierung der Maßnahmen derzeit vor allem vom Zubau der Erneuerbaren Energien getrieben. Dies zeigt sich auch in der Ausführung der BNetzA im Eckpunktepapier „Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien“ [5], wodurch die Netzentgelte der Netze ODR GmbH erheblich betroffen sind.

Im Jahr 2025 wurde im Versorgungsgebiet der Netze ODR eine Rücklieferleistung von 81 MW in Betrieb genommen, diese Leistung deckt sich dabei weitestgehend mit den angenommenen jährlichen Zubauraten aus den bisherigen Prognosen.

Anders als in den Prognosen des vorangegangenen NAP angenommen, wurde ein Mehrfaches der Batteriespeicherleistung im Netzgebiet der Netze ODR angefragt. Aufgrund der Leistungsgrößen einzelner Batteriespeicheranfragen aber auch der Anzahl, mit in Summe von 800 MW, konnte nur eine geringe Anzahl zugesagt werden.
Restliche Anlagen wurden aufgrund von ausgeschöpften Netzkapazitäten oder zu großer Anlagenleistung an den vorgelagerten Verteilnetzbetreiber (VVNB) und damit an die NE 3 verwiesen.

Unter Berücksichtigung der bereits installierten und angefragten Rücklieferleistung im Netzgebiet, sind bereits heute die Prognosezahlen für das Jahr 2030 erreicht, wobei die Nachfrage weiter zunimmt.

Eine vergleichbare Entwicklung ist bei reinen Bezugsanfragen, insbesondere für Ladesäulen und Wärmepumpen nicht zu erkennen. Dahingehend wird weiterhin der Ausbau der Erneuerbaren Energien der Treiber des Netzausbaus im Netzgebiet der Netze ODR GmbH sein. Hierbei kann gegenwärtig kein Unterschied zwischen einzelnen Netzbereichen festgestellt werden, weshalb über das Netzgebiet hinweg eine homogene und einheitliche Vorgehensweise angewendet wird. Die Netze ODR GmbH hat hierzu auf Basis der angefragten Leistungen, insbesondere im privaten Sektor, selbst Studien durchgeführt, um einen auf die Vorreiterregion angepassten und bedarfsgerechten Netzausbau sicherzustellen.

Im Gewerbe- und Industriebereich unterstützt die regionale Nähe dabei, auf kommunale und unternehmerische Entwicklungen einzugehen und diese in einer Mittelfristplanung punktuell und bedarfsorientiert zu berücksichtigen.

1.3. Versorgungsgebiet der Netze ODR GmbH

Mit dem Hauptsitz in Ellwangen an der Jagst betreibt die Netze ODR GmbH als größter Flächennetzbetreiber das Mittel- und Niederspannungsnetz im östlichen Bereich von Baden-Württemberg und Teile von Bayern. Dies beinhaltet Bereiche der Landkreise Schwäbisch Hall, Heidenheim, Donau-Ries, Dillingen a.d. Donau, Günzburg, Neu-Ulm, des Rems-Murr-Kreises, des Main-Tauber-Kreises, des Ostalbkreises und des Alb-Donau-Kreises und umfasst insgesamt eine Versorgungsfläche von fast 4.000 km².
Mit dem Landkreis Schwäbisch Hall und dem Ostalbkreis liegen zudem zwei der flächenbezogen größten Landkreise in Baden-Württemberg in der Versorgungsverantwortung der Netze ODR GmbH.

Wie bereits im vorangegangenen Kapitel aufgegriffen, wird der Netzausbau in diesen Landkreisen primär durch den weiteren Zubau von Erneuerbaren Energien gesteuert. Hierbei ist keine Unterscheidung zwischen den einzelnen Landkreisen, Kommunen oder Regionen zu erkennen, weshalb die Netze ODR eine homogene Beurteilung des Netzausbaubedarfs sieht. Eine Auftrennung in unterschiedliche Teilnetzgebiete ist dahingehend nicht förderlich.

1.4. Maßnahmenkarten

Auf Basis der in den vorherigen Kapiteln aufgeführten Grundlage, erfolgt eine Ermittlung der notwendigen Maßnahmen. Gemäß den Vorgaben sind in Abbildung 1 die Maßnahmen der NE 4 für die nächsten 10 Jahre und die Maßnahmen der NE 5 für die nächsten 5 Jahre dargestellt.

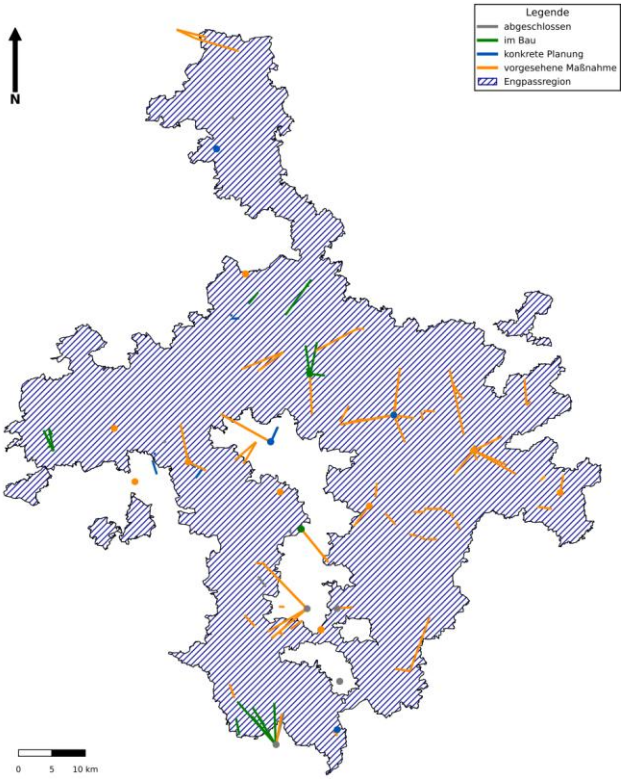


Abbildung 1: Maßnahmen der Netze ODR GmbH mit den NE 4 und NE 5

In Abbildung 1 zeigt sich, dass über das gesamte Netzgebiet der Netze ODR Maßnahmen in der NE 4 und NE 5 vorhanden sind, welche sich in unterschiedlichen Phasen befinden. Neben den dargestellten Maßnahmen sind im angehängten Maßnahmenplan noch weitere Netzausbauprojekte als aggregierte Maßnahmen für die NE 5 - 7 aufgeführt.

2 Planungsgrundlagen

In den nachfolgenden Kapiteln werden die Planungsprämissen und Ausbauprognosen für die Erstellung des NAP aufgezeigt. Hierbei werden zuerst die Daten aus dem Regionalszenario betrachtet, die auf das Netzgebiet der Netze ODR GmbH regionalisiert wurden.

Diese Prognosezahlen der Erneuerbaren Energien und unterschiedlichen Verbraucher werden benötigt, um einzelne Netzausbaumaßnahmen zu bestimmen.

2.1. Regionalszenario 2025 der Planungsregion SÜDWEST

Um eine flächendeckende und einheitliche Erarbeitung des notwendigen Netzausbaus sicherzustellen, werden Stromverteilnetzbetreiber in einzelne Planungsregionen zusammengefasst. Dadurch sind diese in der Lage, sich direkt über die von den ÜNB bereitgestellten Prognosezahlen abzustimmen und darauf aufbauend ein konsistentes Regionalszenario zu entwickeln, welches von den Planungsregionen auf VNBdigital [6] veröffentlicht wird.

Grundlage eines jeden Regionalszenarios nach §14d Abs. (3) des EnWG bilden der vorangegangene Szenariorahmen und der von den jeweiligen Stromverteilnetzbetreibern ausgewählte Szenariopfad.

Die Netze ODR GmbH, vollständig unterlagert zur Netze BW, ist zusammen mit elf weiteren berichtspflichten VNB Teil der PR SÜDWEST. Die PR ist dabei stark an den Landesgrenzen von Baden-Württemberg orientiert.

Der §14d Abs. (3) gibt hierbei vor, dass zur Erreichung der klima- und energiepolitischen Ziele das Jahr 2045 angestrebt wird. Um das langfristige Zieljahr noch mit wahrscheinlichen und mittelfristigen Entwicklungen zu stützen, werden weitere Zeitschritte für die nächsten fünf und zehn Jahre gefordert, in denen die regionalen Entwicklungen und Ausbauziele konkreter benannt werden können.

In der nachfolgenden Tabelle 1 sind die Kennzahlen aus dem Regionalszenario 2025 für die Netze ODR dargestellt.

Tabelle 1: Auf das Versorgungsgebiet der Netze ODR entfallende Leistung in MW

	Bestand (2024)	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	970	1243	1366	1482
Photovoltaik Freifläche (MWp)	193	674	1174	1431
Windenergie an Land	171	684	1191	1110
Sonstige erneuerbare Erzeugung	166	162	157	155
Konventionelle Kraftwerke	0	0	0	0
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	47	180	390	659
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	39	81	166
Elektromobilität	96	1177	1929	2766
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	408	450	498	548
Stand-alone Rechenzentren	0	30	300	300
Elektrolyseure	0	0	12	12
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	88	174	246	737
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	8	52	52	52
Pumpspeicher	0	0	0	0
Gesamt:	2147	4865	7396	9054

Aus Tabelle 1 ist zu erkennen, dass in den meisten Sektoren ein extremer Hochlauf der zugebauten Leistungen und Sonderverbraucher zu erwarten ist. Über das gesamte Gebiet der Netze ODR kann daraus folgend ein Wachstum der Leistungen um fast 7 GW ermittelt werden.

Neben dem weiteren Zubau Erneuerbarer Energien führt gleichzeitig die Sektorenkopplung zu einem signifikanten Ausbau von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen in Deutschland. Insbesondere im Bereich der Elektromobilität wird mit einem massiven Anstieg der angefragten Leistungen ausgegangen. Dieser enorme Ausbau von Verbrauchern der Sektorenkopplung, aber auch der Erneuerbaren Energiewende, führt insbesondere in den niederen Spannungsebenen NE 5 bis NE 7 zu einem umfangreichen Ausbau des Stromverteilnetzes.

2.2. Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe

Als regionaler Flächennetzbetreiber steht die Netze ODR in den kommenden Jahren vor einer dynamischen Entwicklung der Versorgungsaufgabe. Insbesondere bei den Einspeiseanlagen ist mit einem starken Zubau zu rechnen, wobei Photovoltaik-Aufdachanlagen aufgrund der ländlich geprägten Siedlungsstruktur eine wesentliche Rolle einnehmen werden.
Gleichzeitig schreitet die Mobilitätswende voran und führt vor allem entlang der Hauptverkehrsachsen zu einem wachsenden Bedarf an leistungsstarken Ladeparks. Ergänzend prägt eine starke regionale Industrie mit erheblichem Entwicklungs- und Elektrifizierungspotenzial die zukünftigen Anforderungen an die Netzinfrastruktur. Für die langfristige Planung verfolgt die Netze ODR daher einen integrierten Ansatz, der neben dem Stromnetz auch die bereits vorhandenen Biomethaneinspeisung berücksichtigt und die zunehmende Vernetzung der Energieträger Strom, Biogas und Wasserstoff in den Blick nimmt.

2.2.1. Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025

Tabelle 2 verdeutlicht, dass die aktuelle Versorgungsaufgabe bereits heute auf allen Spannungsebenen wesentlich durch die dezentrale Erzeugung geprägt wird. An den Umspannwerken HS/MS treffen eine konventionelle Last von 408 MW und hohe Einspeiseleistungen aufeinander.

Neben 74,1 MW Windenergie sind dort insbesondere Photovoltaik sowie sonstige erneuerbare Erzeuger aus den unterlagerten Netzes relevant. Im Mittelspannungsnetz liegt mit insgesamt 677,9 MW angeschlossener Leistung der Schwerpunkt klar auf der Aufnahme und dem Weitertransport dezentral erzeugter Energie: Prägend sind Photovoltaik auf oder an Gebäuden mit 246,5 MW, Photovoltaik-Freiflächenanlagen mit 183,9 MW, sonstige erneuerbare Erzeugung mit 128,5 MW und Windenergie mit 96,6 MW. In der Niederspannung ist die Photovoltaik auf oder an Gebäuden mit 651,9 MW der mit Abstand größte Treiber.
Hinzu kommen Elektromobilität mit 82,1 MW und Wärmepumpen mit 46,4 MW, sodass insbesondere lokale Spannungshaltung, Leitungs- und Stationsauslastung sowie das zeitliche Zusammentreffen von Einspeisung und neuen Verbrauchern die Netzplanung bestimmen.

Aufgrund der verfügbaren Datenqualität können nicht sämtliche Leistungen eindeutig einer einzelnen Spannungsebene zugeordnet werden. Um Doppelzählungen zu vermeiden, werden diese Werte in Tabelle 2 ausschließlich auf der jeweils höchsten betroffenen Spannungsebene ausgewiesen. Dies betrifft insbesondere die konventionelle Last und die Kleinbatteriespeicher. Die Darstellung der unteren Spannungsebenen ist daher nicht als vollständige Bilanz, sondern als belastbare Mindestzuordnung der vorhandenen Leistungen zu verstehen.

Tabelle 2: Aufteilung der Bestandswerte aus dem Regionalszenario 2025 auf die Netzebenen in MW

	UW HS/MS	MS	UST MS/NS	NS
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	33,4	246,5	38,5	651,9
Photovoltaik Freifläche (MWp)	9,3	183,9	0,1	0
Windenergie an Land	74,1	96,6	0	0,2
Sonstige erneuerbare Erzeugung	23,2	128,5	1,7	12,7
Konventionelle Kraftwerke	0	0	0	0
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	0	0,6	0	46,4
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	0	0	0
Elektromobilität	0	13,9	0	82,1
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	408			
Stand-alone Rechenzentren	0	0	0	0
Elektrolyseure	0	0	0	0
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	88			
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	8	8	0	0
Pumpspeicher	0	0	0	0
Gesamt:	644	677,9	40,2	793,4

Aus Tabelle 2 ist deutlich zu erkennen, dass die derzeitige Versorgungsaufgabe maßgeblich durch die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien betroffen ist. Hierbei hebt sich die Erzeugung aus Photovoltaikanlagen insbesondere hervor, wodurch in den vergangenen Jahren wiederholt Einspeisespitzen in das vorgelagerte Netz zu sonnenstarken Zeiten stattgefunden haben.
Durch den stetigen Ausbau Erneuerbarer Energien sank in den vergangenen Jahren die bezogene zeitgleiche Jahreshöchstlast und führt dazu, dass die Netze ODR bereits heute eine EEG-Quote von 80% erreicht.

2.2.2. Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5

Für das Jahr 2030 zeigt sich ein deutlich unterschiedliches Bild zwischen den Spannungsebenen. In den Umspannwerken zwischen Hoch- und Mittelspannung überwiegt die Einspeisung klar den Strombezug und wird als doppelt so hoch prognostiziert. Diese Netzebene ist damit maßgeblich durch die Aufnahme und Weiterleitung dezentral erzeugter Energie geprägt. Auch im Mittelspannungsnetz sowie an den Übergängen zur Niederspannung bleibt die Einspeisung leicht bestimmend, wenngleich sich Erzeugung und Verbrauch dort bereits stärker annähern.

In der Niederspannung kehrt sich dieses Verhältnis deutlich um. Hier dominiert der Strombezug, während die Einspeisung eine geringere Rolle spielt. Die Versorgungsaufgabe ist auf dieser Ebene daher vor allem durch den wachsenden Verbrauch durch Wärmepumpen und Elektromobilität geprägt. Insgesamt wird deutlich, dass die höheren Spannungsebenen vorrangig der Aufnahme und dem Abtransport erneuerbarer Energie dienen, während die Niederspannung zunehmend die Versorgung neuer und wachsender Verbraucher sicherstellen muss.



2.2.3. Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10

Bis zum Jahr 2035 bleibt die Versorgungsaufgabe auf den höheren Spannungsebenen weiterhin überwiegend durch die Einspeisung geprägt. An den Umspannwerken zwischen Hoch- und Mittelspannung übersteigt die dezentral erzeugte Leistung trotz eines deutlich steigenden Strombezugs weiterhin den Verbrauch, wenn auch nur noch um den Faktor 1,5. Auch im Mittelspannungsnetz und an den Umspannstationen bleibt die Einspeisung leicht bestimmend, wobei sich Erzeugung und Bezug zunehmend annähern.

In der Niederspannung entwickelt sich die Versorgungsaufgabe dagegen zunehmend in die entgegengesetzte Richtung: Der Strombezug nimmt deutlich stärker zu als die Einspeisung. Dies wird durch eine weitere Elektrifizierung des Verkehrssektors, zusätzlichen öffentlichen Lademöglichkeiten und einer Vielzahl an Wärmepumpen begründet.

2.2.4. Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045

Im Jahr 2045 bleibt die Versorgungsaufgabe an den Umspannwerken zwischen Hoch- und Mittelspannung weiterhin durch die Einspeisung geprägt. Allerdings nähern sich Einspeisung und Strombezug deutlich an, sodass sich der bisher ausgeprägte Einspeiseüberhang erheblich reduziert. Im Mittelspannungsnetz vollzieht sich erstmals ein leichter Wechsel: Der Strombezug übersteigt die Einspeisung geringfügig, wodurch diese Netzebene zunehmend auch durch die Versorgung wachsender Verbraucher bestimmt wird.

Besonders deutlich zeigt sich die gegenläufige Entwicklung in der Niederspannung. Dort nimmt der Faktor des Strombezugs stark zu und übersteigt die Einspeisung erheblich. Insgesamt verschiebt sich die Versorgungsaufgabe bis 2045 damit zunehmend in Richtung Verbrauch. Während einzelne Umspannebenen weiterhin durch erneuerbare Einspeisung geprägt bleiben, gewinnen insbesondere in der Mittel- und Niederspannung neue und elektrifizierte Verbraucher deutlich an Bedeutung.

3 Netzdimensionierende Netzausbauplanung

Gemäß der in Tabelle 1 aufgeführten Prognosen, gilt es das Stromverteilnetz optimal und zukunftsorientiert auszubauen. Basis für diese Planungen ist das bestehende Netzmodell, das die NE 4, NE 5 und NE 6 beinhaltet. Durch die Zuordnung punktueller Objekte aus NE 4 und NE 6 zu den jeweiligen Gemeinden, in welchen sich die Betriebsmittel befinden, kann eine ortsscharfe Skalierung erfolgen.

Bei der Ableitung geeigneter Maßnahmen folgt die Netzausbauplanung dem NOVA-Prinzip: Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau. Zunächst wird geprüft, ob sich vorhandene Netzkapazitäten durch betriebliche, digitale oder planerische Maßnahmen besser nutzen lassen, beispielsweise durch eine optimierte Netzführung, regelbare Betriebsmittel oder ein gezieltes Einspeise- und Lastmanagement. Reichen diese Maßnahmen nicht aus, werden bestehende Betriebsmittel verstärkt, etwa durch leistungsfähigere Transformatoren oder den Ersatz vorhandener Leitungen. Erst wenn auch dadurch die erforderliche Übertragungskapazität nicht dauerhaft und wirtschaftlich bereitgestellt werden kann, erfolgt der Ausbau durch zusätzliche Leitungen, Stationen oder Umspannwerke. Dieses abgestufte Vorgehen stellt sicher, dass vorhandene Infrastruktur effizient genutzt, Eingriffe und Kosten auf das notwendige Maß begrenzt und zugleich Versorgungssicherheit sowie die Aufnahmefähigkeit für erneuerbare Energien und neue Verbraucher langfristig gewährleistet werden.

Damit regionale Unterschiede hierbei bereits berücksichtigt werden, wurde auf Gemeindeebene der Zuwachs je Erzeuger oder Verbraucher aufgenommen und entsprechend den Prognosen skaliert. Durch diese Vorbereitungen und den anschließenden Berechnungen zeigt sich, wie sich die Energiewende in den jeweiligen Kommunen auswirkt, und in welchen Kommunen die Energiewende bereits stark vorangeschritten ist.

In den nachfolgenden Kapiteln 3.1. und 3.2. werden auf Basis der vorangegangenen Erläuterungen Maßnahmen abgeleitet und in aggregierter Form dargestellt. Eine detaillierte Auflistung der unverbindlichen Maßnahmen ist im Maßnahmenplan auf vnbdigital einzusehen.

3.1. Hochspannung

Die Umspannwerke der NE 4 stellen die Übergaben zum Hochspannungsnetz (HS) des vorgelagerten Netzbetreibers dar. Die Netze ODR GmbH besitzt über das gesamte Versorgungsgebiet lediglich Übergabepunkte zur HS, die im Eigentum der Netze BW GmbH liegen. Dahingehend erfolgt in der operativen Planung eine abgestimmte Maßnahmenplanung und Bedarfsanalyse, wodurch Engpässe und Erneuerungsbedarfe identifiziert werden können.

Das vorgelagerte Hochspannungsnetz ist aufgrund der hohen Auslastung sowohl in Bezugs- als auch in Einspeiserichtung als Engpassregion einzustufen. Gleichzeitig bilden auch die Umspannwerke einen wesentlichen Engpass, da die Vielzahl und die teilweise hohe Anschlussleistung der vorliegenden Kundenanfragen die verfügbaren Kapazitäten zunehmend ausschöpfen. Der erforderliche Ausbau der Umspannwerke wurde daher in enger Abstimmung mit dem vorgelagerten Verteilnetzbetreiber an den geplanten Ausbau der Hochspannungsebene angepasst.

Treiber der Netzausbauplanung ist neben dem stetigen Zuwachs von Photovoltaik-Aufdachanlagen insbesondere eine zunehmende Zahl gezielter Einzelanfragen aus dem Wärme- und Mobilitätssektor. Bei der Ableitung der erforderlichen Maßnahmen sind neben den konkreten Kundenanforderungen auch der altersbedingte Erneuerungsbedarf der Umspannwerke, die zulässige Netzgruppengröße sowie die langfristige Resilienz und Versorgungssicherheit des Gesamtnetzes zu berücksichtigen.

Der daraus resultierende umfangreiche Ausbaubedarf trifft auf begrenzte Ressourcen. Kapazitätsengpässe bestehen insbesondere beim verfügbaren Investitionsbudget, bei qualifizierten Fachfirmen, bei internen und externen Planungskapazitäten sowie bei der Verfügbarkeit von Transformatoren, Schaltanlagen und weiteren Materialien. Darüber hinaus ist die Akzeptanz für den Neubau oder die Erweiterung von Umspannwerken teilweise eingeschränkt. Dies erschwert insbesondere die Suche nach geeigneten Grundstücken und führt zu Verzögerungen in den Genehmigungsverfahren.

In Netzbereichen mit bestehenden oder absehbaren Engpässen bietet die Netze ODR den betroffenen Kunden deshalb unterschiedliche Möglichkeiten zur Energieeffizienz und zur netzdienlichen Steuerung von Einspeisung und Verbrauch an. Diese werden in Kapitel 5 näher erläutert. Einen besonders hohen Nutzen können zeitreihenbasierte Netzberechnungen bieten.
Durch die realitätsnähere Abbildung des zeitlichen Verhaltens von Erzeugung und Verbrauch lassen sich vorhandene Netzkapazitäten differenzierter bewerten und kundenindividuelle Flexibilitäten ableiten. Dadurch können gegebenenfalls zusätzliche Anschlussmöglichkeiten geschaffen oder Übergangslösungen bis zur Umsetzung des erforderlichen Netzausbaus angeboten werden.

Der notwendige Ausbau der Umspannwerke ist der Maßnahmenliste zu entnehmen. Die daraus resultierenden Gesamtvolumina und Investitionsbedarfe sind in Tabelle 3 nach Zeithorizonten zusammengefasst.

Tabelle 3: Netzdimensionierende Ausbauplanung NE 4

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 4: HS/MS UW	11 UW	166,6 Mio. Euro
2031 bis 2035 (T+10)	NE 4: HS/MS UW	7 UW	138,6 Mio. Euro
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 4: HS/MS UW	13 UW	252,0 Mio. Euro

Weiterführende Informationen zum Netzausbauplan sowie zu den veröffentlichten Maßnahmen der Netze ODR sind auf VNBdigital verfügbar.



3.2. Mittel- bis Niederspannung

Die Ausbauplanung in den Netzebenen 5 bis 7 erfolgt nach dem zuvor beschriebenen NOVA-Prinzip. Für die Netzebene 5 wird die Maßnahmenplanung im Rahmen von Zielnetzplanungen durchgeführt. Dadurch können erkannte Engpässe systematisch bewertet und konkrete technische Maßnahmen vergleichsweise schnell abgeleitet, räumlich eingeordnet und in die weitere Projektplanung überführt werden.

In den Netzebenen 6 und 7 liegt eine vergleichbare flächendeckende Zielnetzplanung derzeit nicht vor. Der planerische Schwerpunkt liegt hier insbesondere auf der Erneuerungsstrategie, der Identifikation konkreter Engpassregionen sowie der Nutzung von Koordinationsmöglichkeiten mit anderen Maßnahmen und Vorhabenträgern. Der erforderliche Ausbaubedarf kann dennoch belastbar abgeschätzt werden, indem der bestehende Erneuerungsbedarf mit den Ergebnissen des auf die prognostizierte Versorgungsaufgabe skalierten Netzmodells verschnitten wird. Auf diese Weise werden sowohl altersbedingte Ersatzmaßnahmen als auch zusätzliche, netzdimensionierende Anforderungen berücksichtigt.

Treiber des Netzausbaus sind damit eine Kombination aus dem Erneuerungsbedarf der vorhandenen Betriebsmittel und dem weiteren Zubau von Photovoltaik-Aufdachanlagen. Die räumliche und zeitliche Priorisierung der Maßnahmen wird gegenwärtig zusätzlich durch konkrete Kundenanfragen bestimmt. Maßnahmen werden vorrangig dort umgesetzt, wo sie erforderlich sind, um Einspeiseanlagen möglichst frühzeitig an das Netz anschließen zu können und die Aufnahmefähigkeit für erneuerbare Energien zu erhöhen.

Bereits heute zeigt sich jedoch, dass das für die vollständige Umsetzung erforderliche Investitionsvolumen das verfügbare Budget deutlich übersteigt. Dem rechnerisch ermittelten Ausbaubedarf kann daher nicht in vollem Umfang und nicht in allen Netzbereichen gleichzeitig entsprochen werden. Zusätzliche Verzögerungen entstehen durch lange Lieferzeiten und Materialengpässe, die insbesondere Betriebsmittel der Netzebene 6 betreffen. Die Umsetzung muss deshalb anhand der technischen Dringlichkeit, des Erneuerungsbedarfs, konkreter Anschlussbegehren und verfügbarer Ressourcen priorisiert werden.

In der Netzebene 5 besteht sowohl in städtisch geprägten Gebieten mit hohem Erneuerungsbedarf als auch bei erforderlichen Überlandtrassen ein erheblicher Handlungsbedarf. Bei Überlandtrassen sind Verzögerungen insbesondere durch Genehmigungsverfahren, notwendige Kreuzungen bestehender Infrastrukturen und die Abstimmung mit weiteren Beteiligten zu erwarten. Gleichzeitig wird die Verlegung von Kabeln auf privaten Grundstücken, beispielsweise in Grünstreifen, zunehmend schwieriger. Fehlende Gestattungen oder eingeschränkte Trassenverfügbarkeiten erschweren die Planung und können alternative, technisch aufwendigere Trassenführungen erforderlich machen.

Der aus den Prognosen und Netzberechnungen ermittelte Ausbaubedarf der Netzebenen 5 bis 7 wird in Tabelle 4 für die jeweiligen Zeithorizonte aggregiert dargestellt. Die dort ausgewiesenen Mengen und Investitionsvolumina beschreiben den nach heutigem Kenntnisstand erforderlichen Ausbau; die konkrete Umsetzung steht unter dem Vorbehalt der weiteren Zielnetz- und Projektplanung sowie der verfügbaren finanziellen, personellen und materiellen Ressourcen.

Tabelle 4: Netzdimensionierende Ausbauplanung der NE 5 - 7

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 5: MS-Leitungen	653 km	137,7 Mio. Euro
	NE 6: MS/NS UST	1610 UST	151,6 Mio. Euro
	NE 7: NS-Leitungen	971 km	231,9 Mio. Euro
2031 bis 2035 (T+10)	NE 5: MS-Leitungen	680 km	137,1 Mio. Euro
	NE 6: MS/NS UST	868 UST	69,4 Mio. Euro
	NE 7: NS-Leitungen	721 km	144,2 Mio. Euro
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 5: MS-Leitungen	2449 km	489,9 Mio. Euro
	NE 6: MS/NS UST	1679 UST	137,3 Mio. Euro
	NE 7: NS-Leitungen	2059 km	411,9 Mio. Euro

Weiterführende Informationen zum Netzausbauplan sowie zu den veröffentlichten Maßnahmen der Netze ODR sind auf VNBdigital verfügbar.

4. Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf

Die Netze ODR verfolgt grundsätzlich das Ziel, Investitionen, ohne eine gleichzeitige Verbesserung der zukünftigen Versorgungsaufgabe möglichst zu vermeiden. Deshalb werden auch Maßnahmen, die zunächst aus einem altersbedingten Erneuerungsbedarf entstehen, vorausschauend geplant. Soweit technisch und wirtschaftlich sinnvoll, kommen beim Ersatz bestehender Betriebsmittel leistungsstärkere Kabel und Transformatoren zum Einsatz. Die gegenüber einer reinen Ersatzmaßnahme häufig nur begrenzten Mehrkosten ermöglichen es, zusätzliche Netzkapazitäten zu schaffen und spätere, erneut erforderliche Baumaßnahmen zu vermeiden.

Altersbedingte Erneuerungsmaßnahmen werden daher grundsätzlich mit einer bedarfsgerechten Leistungssteigerung verbunden. Sie sind zwar ihrem Anlass nach dem nicht netzdimensionierenden Ausbaubedarf zuzuordnen, tragen durch die zukunftsorientierte Dimensionierung der eingesetzten Betriebsmittel jedoch zugleich zur Verstärkung und langfristigen Aufnahmefähigkeit des Netzes bei.

Der Umfang, der im Zusammenhang mit Erneuerungsmaßnahmen erforderlichen Demontage- und Rückbauarbeiten kann, langfristig nur grob abgeschätzt werden. Dies betrifft insbesondere Umspannstationen und Freileitungen, da der tatsächliche Rückbaubedarf von der späteren technischen Ausgestaltung, der Trassenführung, möglichen Weiternutzungen vorhandener Anlagen sowie den örtlichen Rahmenbedingungen abhängt. Entsprechende Mengen- und Kostenansätze werden daher auf Grundlage von Erfahrungswerten berücksichtigt und im Zuge der konkreten Projektplanung präzisiert.

Tabelle 5: Nicht netzdimensionierende Ausbauplanung

Zeitraum	erwarteter Bedarf
2025 bis 2030 (T+5)	46,2 Mio. Euro
2031 bis 2035 (T+10)	17,7 Mio. Euro
2036 bis 2045 (Zielnetz)	52,1 Mio. Euro

5. Bedarf an System- und Flexibilitätsdienstleistungen

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 Blindleistung zu quantifizieren. Auf Basis der hier resultierenden Ergebnisse wird anschließend bewertet, in welcher Form eine Bedarfsermittlung für das Netz der Netze ODR sinnvoll möglich ist. Der marktliche Blindleistungsbedarf findet sich demnach in der Auswertung des 110-kV-Netzes der Netze BW wieder.

Aufgrund der vorliegenden Engpässe, sowohl im vorgelagerten Netz als auch an Betriebsmitteln der Netze ODR, werden unterschiedliche Maßnahmen zur Flexibilisierung angewendet.

5.1. Einspeisebegrenzungen bei Netzkapazitätsengpässen

Durch die steigende Transparenz und die wachsenden Steuerbarkeiten über alle Netzebenen versucht die Netze ODR GmbH diese Flexibilität zu nutzen, um mögliche Engpässe im Netz zu vermeiden und die vorhandene Struktur besser auszulasten.

In Bereichen, in denen die Netzkapazität bis zum Abschluss der Netzbaumaßnahmen bereits heute ausgelastet ist, bietet die Netze ODR seit Beginn 2022 eine Einspeiseüberwachung und -begrenzung für Netzkunden an. Diese Lösung ermöglicht es den Kunden, die Autarkie zu steigern, und gibt dabei den Anreiz, selbst erzeugte Energie direkt am Standort zu verbrauchen.

Dieses Vorgehen, stark angelehnt an die Einspeisebegrenzung nach VDE-AR-N 4105:2018-11 [7], wird schon bei mehreren Gewerbe- und Industriekunden angewendet und führt bereits heute dazu, dass Netzerweiterungen aufgrund von Überwachung und Steuerbarkeit vermieden wurden.

5.2. Überwachung und Analyse der NE 6 und NE 7

In den unteren Spannungsebenen verwendet die Netze ODR GmbH bereits in einer Vielzahl ausgewählter Umspannstationen Messtechnik zur Analyse der jeweiligen Niederspannungsabgänge. Unter Verwendung der vorliegenden Netzkundendaten können die gewonnenen Messreihen analysiert und über induktive Betrachtungen auf weitere Netzbereiche abgebildet werden.

Durch diese Betrachtungen wird notwendiger Netzausbau priorisiert und gleichzeitig Netzplanungen so ausgelegt, dass durch geringe Anpassungen eine ausreichende Dimensionierung erzielt wird.

Aufgrund des rasanten Ausbaus von Erneuerbaren Energien und Komponenten der Sektorenkopplung ist es notwendig, die gewonnenen Daten in einem regelmäßigen Turnus neu zu betrachten und bei Bedarf weitere Anpassungen abzuleiten.

5.3. Steuerbare Verbrauchseinrichtungen

Durch die Einführung des §14a des EnWG wird es dem Netzbetreiber ermöglicht, mehr Transparenz in den unteren Spannungsebenen zu gewinnen. Die Netze ODR GmbH sieht in dieser Möglichkeit ein großes Potenzial, den aufkommenden Netzausbau möglichst bedarfsorientiert einzuplanen.
Neben der Engpasserkennung im Niederspannungsnetz bietet sich dabei die Möglichkeit, punktuell abzuregeln und Verbrauchseinheiten zu drosseln.

In diesem Kontext kann dem Kunden ein Netzzugang gewährt werden, wobei gleichzeitig dem Netzbetreiber ein Instrument zur Verfügung steht, in Engpasssituation darauf zu reagieren.

5.4. Flexible Netzanschlussverträge

Flexible Netzanschlussverträge stellen für die Netze ODR ein ergänzendes Instrument dar, um leistungsstarke Erzeugungs-, Speicher- oder Verbrauchsanlagen auch in Netzbereichen mit zeitweise begrenzter Anschlusskapazität integrieren zu können. Anstelle einer jederzeit uneingeschränkt verfügbaren Anschlussleistung wird eine technisch definierte, situationsabhängige Nutzung der Netzkapazität vereinbart. Der Einsatz wird insbesondere bei Großbatteriespeichern, Ladeinfrastruktur, elektrischen Wärmeanwendungen und größeren Erzeugungsanlagen einzelfallbezogen geprüft. Voraussetzung ist eine netztechnische Bewertung des Anschlusspunktes unter Berücksichtigung der Bezugs- und Einspeiserichtung sowie möglicher Wechselwirkungen mit weiteren Anschlüssen und dem vorgelagerten Netz.

Im Vertrag werden insbesondere die dauerhaft gesicherte und die darüber hinaus flexibel nutzbare Anschlussleistung, mögliche Leistungsbegrenzungen sowie die erforderliche Mess-, Steuerungs- und Kommunikationstechnik festgelegt. Zeitreihenbasierte Netzberechnungen ermöglichen es, Gleichzeitigkeitseffekte realitätsnäher abzubilden und kundenindividuelle Flexibilitätsbereiche abzuleiten. Dadurch können vorhandene Netzkapazitäten effizienter genutzt, Anschlüsse gegebenenfalls früher realisiert und Zeiträume bis zur geplanten Netzverstärkung überbrückt werden. Flexible Netzanschlussverträge ersetzen den erforderlichen Netzausbau jedoch nicht und kommen nur zur Anwendung, wenn Netz- und Versorgungssicherheit, Gleichbehandlung sowie die technische Umsetzbarkeit und Überprüfbarkeit der vereinbarten Flexibilität gewährleistet sind.

5.5. Pilotierung netzdienlicher Speicher

Die Netze ODR untersucht derzeit im Rahmen von Pilotprojekten, wie Batteriespeicher gezielt netzdienlich eingesetzt werden können. Im Mittelpunkt stehen Betriebsweisen, bei denen Speicher lokale Einspeise- oder Lastspitzen aufnehmen beziehungsweise zeitlich verlagern und dadurch bestehende Betriebsmittel entlasten. Erprobt werden insbesondere die erforderlichen Steuerungskonzepte sowie die Einbindung in betriebliche Prozesse. Ziel ist es, belastbare Erkenntnisse darüber zu gewinnen, unter welchen technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen Speicher Engpässe reduzieren, zusätzliche Anschlusskapazitäten ermöglichen oder den erforderlichen Netzausbau zeitlich unterstützen können.

Ergänzend werden Studien zur Integration größerer Speicherleistungen in das Netzgebiet und zu deren Auswirkungen auf die Netzebene 4 durchgeführt. Dabei soll durch eine netzdienliche als auch marktgetriebene Fahrweisen das Maximum für Speicherbetreiber und VNB erzielt werden. Da sich Lade- und Entladevorgänge je nach Betriebsstrategie entlastend oder zusätzlich belastend auf Umspannwerke und das vorgelagerte Hochspannungsnetz auswirken können, sind hier detaillierte und situationsabhängige Analysen auszuführen. Untersucht werden insbesondere Gleichzeitigkeitseffekte, Leistungsflüsse in Bezugs- und Einspeiserichtung, die Auslastung der Transformatoren sowie mögliche Anforderungen an Netzverstärkung und flexible Anschlusskonzepte. Die Ergebnisse sollen in die zukünftige Netzplanung, die Bewertung von Anschlussanfragen und die Weiterentwicklung geeigneter vertraglicher und technischer Rahmenbedingungen einfließen.

6. Spitzenkappung nach §11 Abs. (2) EnWG

Über die seit 2016 durch § 11 Abs.2 EnWG [1] gegebene Möglichkeit der Spitzenkappung ist es Netzbetreibern erlaubt, durch das gezielte Reduzieren von Einspeisespitzen einen notwendigen Netzausbau zu vermeiden.
Dieses Werkzeug wurde in der Veröffentlichung „Spitzenkappung – Ein neuer planerischer Freiheitsgrad" [8] des FNN konkretisiert und für die Einbindung in die Netzberechnung um bundeseinheitliche Reduktionsfaktoren erweitert.
Somit kann für WKA eine Reduktion um 13 % der Wirkleistung und für PV-Anlagen eine Minderung um 30 % der Modulleistung einbezogen werden.

7. Sonstiges

Vom 02.11.2026 bis zum 30.11.2026 besteht auf VNBdigital die Möglichkeit, eine Stellungnahme zum vorliegenden Netzausbauplan einzureichen. Wir behalten uns das Recht vor, sachfremde oder unangemessene Stellungnahmen nicht zu veröffentlichen.

Anhang A1: Tabellen- und Abbildungsverzeichnis

Tabelle 1: Auf das Versorgungsgebiet der Netze ODR entfallende Leistung in MW 13
Tabelle 2: Aufteilung der Bestandswerte aus dem Regionalszenario 2025 auf die Netzebenen in MW 15
Tabelle 3: Netzdimensionierende Ausbauplanung NE 4 21
Tabelle 4: Netzdimensionierende Ausbauplanung der NE 5 - 7 23
Tabelle 5: Nicht netzdimensionierende Ausbauplanung 24

Abbildung 1: Maßnahmen der Netze ODR GmbH mit den NE 4 und NE5 11



Anhang A2: Quellenverzeichnis

[1] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG), 01. Oktober 2026.

[2] VNBdigital: https://www.vnbdigital.de/vnb/1010?filter=eyJvbmx5TmFwIjpmYWxzZSwidm9sdGFnZVR5cGVzIjpbIk5pZWRlcnNwYW5udW5nIiwiTWl0dGVsc3Bhbm51bmciXSwid2l0aFJlZ2lvbnMiOnRydWV9

[3] Netz ODR GmbH: https://www.netze-odr.de/veroeffentlichungen/strom

[4] Klimaziele Deutschland: https://klimaschutzland.baden-wuerttemberg.de/klimapolitik

[5] Eckpunktepapier „Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien“, Dezember 2023, Festlegung nach § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 g) und h) EnWG-E zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (bundesnetzagentur.de)

[6] VNBdigital: https://www.vnbdigital.de/region/2tma3G5edqshLmpqc

[7] Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz

[8] VDE FNN, „FNN-Hinweis Spitzenkappung - ein neuer planerischer Freiheitsgrad,“ 2017. [Online]. Available: https://www.vde.com/resource/blob/1578210/285c23868325c8e31c60d81ebb0b2967/fnn-hinweis--spitzenkappung---2017--data.pdf

Netze ODR GmbH
Unterer Brühl 2
73479 Ellwangen
07961 9336-0
info@netze-odr.de

3. Auflage, 02.11.2026
© Netze ODR GmbH