Netzausbauplanung 2026
der Verteilernetzbetreiber Strom
§ 14d EnWG

Impressum

MVV Netze GmbH
Luisenring 49
D-68159 Mannheim

Sitz und Registergericht: Mannheim – HRB 9177
Vorsitzender des Aufsichtsrats: Dr. Hansjörg Roll
Geschäftsführung: Volker Glätzer, Anton Kirmeier

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

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

Zitierempfehlung:

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

Netzausbauplanung 2026
der Verteilernetzbetreiber Strom
§ 14d EnWG

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis 3
1 Einleitung 4
2 Planungsgrundlagen 7
2.1 Regionalszenario 2025 der Planungsregion Südwest 7
2.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe 8
2.2.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025 9
2.2.2 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5 10
2.2.3 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10 10
2.2.4 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045 10
3 Netzdimensionierende Netzausbauplanung 11
3.1 Hochspannung 11
3.2 Mittel- bis Niederspannung 12
4 Nicht Netzdimensionierender Ausbaubedarf 14
5 Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen 15
6 Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG 15
7 Stellungnahmen 15
Tabellenverzeichnis 16
Abbildungsverzeichnis 16
Anhang 16

Netzausbauplanung 2026
der Verteilernetzbetreiber Strom
§ 14d EnWG

Abkürzungsverzeichnis

BNetzA	Bundesnetzagentur
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FCA	Flexible Netzanschlussvereinbarungen (Flexible Connection Agreement)
GKM	Großkraftwerk Mannheim AG
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
kV	Kilovolt
MS	Mittelspannung
MVV Netze	MVV Netze GmbH
MW	Megawatt
MWp	Megawatt-Peak
NAP	Netzausbauplan
NE	Netzebene
NS	Niederspannung
UW	Umspannwerk
VNB	Verteilnetzbetreiber

Netzausbauplanung 2026 der Verteilernetzbetreiber Strom § 14d EnWG

1 Einleitung

Der Netzausbauplan beschreibt gemäß § 14d EnWG die voraussichtlichen Anforderungen an die Weiterentwicklung des Stromverteilnetzes und die daraus resultierenden Netzausbaumaßnahmen. Wesentliche Treiber sind die fortschreitende Energiewende sowie die damit verbundenen Veränderungen von Last und Einspeisung, insbesondere infolge der Wärme- und Mobilitätswende sowie der zunehmenden Elektrifizierung.

Für die Erstellung des Netzausbauplans wird das Netzgebiet entsprechend den Vorgaben in zwei Teilnetzgebiete untergliedert. Diese umfassen das Teilnetzgebiet Mannheim einschließlich des nachgelagerten Weiterverteilers Viernheim sowie das Teilnetzgebiet Ketsch, dessen Versorgung über einen anderen vorgelagerten Verteilnetzbetreiber erfolgt. Die nachfolgenden Betrachtungen und Darstellungen des Netzausbaubedarfs erfolgen differenziert für diese Teilnetzgebiete gemäß Abbildung 1.



Abbildung 1: Netzkarte der Teilnetzgebiete des Versorgungsgebiets der MVV Netze

Netzausbauplanung 2026 der Verteilernetzbetreiber Strom § 14d EnWG

Beschreibung der aktuellen Versorgungsaufgabe

Das Stromverteilungsnetz der MVV Netze GmbH (im Folgenden MVV Netze genannt) umfasst die drei Spannungsebenen 110 kV (Hochspannung), 20 kV (Mittelspannung) und 0,4 kV (Niederspannung). Bis Anfang 2026 bewegte sich die Netzhöchstlast in den vergangenen Jahren bei etwa 457 MW. Der maximale Bezug vom vorgelagerten Netz war aufgrund der Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen geringer.

Die Verteilung der elektrischen Energie erfolgt über ein Hochspannungsnetz mit einer Länge von 135 km (davon 106 km Freileitung), ein Mittelspannungsnetz mit einer Länge von 1020 km (davon 12 km Freileitung) und ein Niederspannungsnetz (inklusive Hausanschlussleitungen) von 3052 km (davon 82 km Freileitung). Die Umspannung von Hoch- auf Mittelspannung übernehmen 8 MVV Netze eigene Umspannwerke, 3 kundeneigene Umspannwerke sowie ein Umspannwerk zur Weiterverteilung im Eigentum der Stadtwerke Viernheim. Die Umspannung in die Niederspannung erfolgt in 1042 Netzstationen und 586 Übergabe-/Netzübergabestationen.

Besonderheiten des Versorgungsgebietes

Das Versorgungsgebiet ist durch einige Besonderheiten gekennzeichnet. Geografisch ist es durch den Neckar in zwei Teile, nördlich und südlich des Neckars getrennt. Diese Trennung ist sowohl für die Netzstruktur wie auch für den Netzbetrieb prägend. So muss der Neckar an mehreren Stellen mit 110- und 20-kV-Kabeln unter Nutzung von Brücken- oder Dükerbauwerken überwunden werden. Zusätzlich überspannen auch zwei 110-kV-Freileitungen den Neckar.

Eine weitere geografische Besonderheit ist der Rhein, der die Stadt Mannheim nach Westen begrenzt. Dadurch liegt der innerstädtische Lastschwerpunkt in Bezug auf die Nord-Süd-Richtung zwar zentral, in West-Ost-Richtung betrachtet aber am westlichen Rand des Versorgungsgebietes.

Darüber hinaus ist die elektrische Anbindung an das 220-kV-Übertragungsnetz der TransnetBW GmbH im Süden Mannheims als Besonderheit zu erwähnen. Es ist nicht nur die einzige Anbindung an das Übertragungsnetz, sondern diese erfolgt auch nur mittelbar unter Nutzung von elektrischen Anlagen und Betriebsmitteln des Steinkohlekraftwerks der Großkraftwerk Mannheim AG (GKM). Die Einspeisung in das 110-kV-Netz erfolgt aus zwei räumlich nur um etwa 1 km voneinander getrennt aufgestellten Schaltanlagen. Die gesamte 110-kV-Netzstruktur ist somit auf den Ort des GKM ausgerichtet.

Netzausbauplanung 2026
der Verteilernetzbetreiber Strom
§ 14d EnWG

Teilnetzgebiete gemäß BNetzA-Abfrage

Das Versorgungsgebiet der MVV Netze gliedert sich, wie in Abbildung 1 dargestellt, in zwei Teilnetzgebiete. Das erste Teilnetz Mannheim umfasst das gesamte Mannheimer Stadtgebiet sowie die Gemeinde Ilvesheim. Zudem ist die Stadtwerke Viernheim als nachgelagerter Weiterverteiler diesem Teilnetzgebiet zugeordnet. Ilvesheim ist über mehrere Punkte in das 20-kV-Netz der MVV Netze angebunden. Das zweite Teilnetz umfasst die Gemeinde Ketsch. Es wird über das Umspannwerk Brühl der Netze BW GmbH versorgt und ist vollständig in die Netzplanung und den Netzbetrieb der MVV Netze integriert.

2 Planungsgrundlagen

2.1 Regionalszenario 2025 der Planungsregion Südwest

Die Planungsregion Südwest wird von 12 Verteilnetzbetreibern mit ≥ 100.000 mittelbar und unmittelbar an ihre Stromnetze angeschlossenen Kunden gebildet. Diese Verteilnetzbetreiber werden nachfolgend gemeinschaftlich als „VNB der Planungsregion“ bezeichnet.

Das Netzgebiet der Planungsregion Südwest ist zum Großteil deckungsgleich mit dem Bundesland Baden-Württemberg, welches ca. 35.800 km² umfasst und 11,1 Mio. Einwohner besitzt. Des Weiteren werden kleinere Teile des östlich angrenzenden Bundeslands Bayern versorgt.

Neben den 12 VNB der Planungsregion befinden sich in der Planungsregion Südwest ca. 150 weitere VNB, welche bei den Planungen mitberücksichtigt werden. Das Netzgebiet der Planungsregion ist größtenteils ländlich geprägt, beinhaltet aber auch urbane Stadtgebiete, Großstädte und Industriestandorte.

Netztechnische Schnittstellen bestehen zu den Übertragungsnetzbetreibern TransnetBW GmbH und Amprion GmbH.

Quelle: VNBdigital, *Planungsregion Südwest, abgerufen am 11. September 2026.*
URL: VNBdigital - Südwest

Planungsregion und Regionalszenario

Das Regionalszenario beinhaltet die gemeinsamen Prognosen der Verteilnetzbetreiber (VNB) in einer Planungsregion für Erzeugung und Verbrauch zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2045. Die MVV Netze ist der Planungsregion Südwest zugeordnet. Das Regionalszenario 2025 – Planungsregion Südwest ist die Grundlage des von MVV Netze erstellten Netzausbauplans.

Über die Inhalte des Regionalszenarios hinaus haben MVV Netze technische und lokale Besonderheiten bei der Erstellung des Netzausbauplans berücksichtigt. Zu diesen gehören:

- die angestrebte vollständige Entflechtung von den elektrischen Anlagen und Betriebsmitteln des GKM sowie der direkte Anschluss an das 380-kV-Übertragungsnetz der TransnetBW GmbH an zwei räumlich voneinander getrennten Standorten
- die angestrebte Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung bis zum Jahr 2035, u. a. durch die Errichtung von Flusswärmepumpen in Mannheim Neckarau
- die zu erwartende Zunahme an dezentralen Wärmepumpen infolge der kommunalen Wärmeplanung der Stadt Mannheim
- die geplante Errichtung eines Rechenzentrums in Mannheim Neckarau

Regionalszenario 2025 der Planungsregion Südwest

Mit Ausnahme der konventionellen Last beziehen sich alle dargestellten Kennzahlen auf die installierte Leistung in MW:

Kennzahlen des Regionalszenarios	Bestand (2024)	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	169	274	379	588
Photovoltaik Freifläche (MWp)	7	45	83	159
Windenergie an Land	0	0	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	6	6	6	6
Konventionelle Kraftwerke	199	175	150	100
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	38	82	154	249
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	10	170	180	320
Elektromobilität	58	436	717	1.068
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	457	457	457	457
Stand-alone Rechenzentren	0	65	130	214
Elektrolyseure	0	0	14	14
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	28	68	108	187
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	50	150	200
Pumpspeicher	0	0	0	0
Gesamt:	**972**	**1.828**	**2.528**	**3.562**

Tabelle 1: Kennzahlen des Regionalszenarios

2.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe

Etwa 60% des bis 2045 erwarteten Lastanstiegs entfallen auf zwei Flusswärmepumpen und ein Rechenzentrum. Für diese Netzanschlüsse liegen bereits abgeschlossene Netzanschlussverträge vor. Weitere rund 20% entfallen auf dezentrale Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur für Elektromobilität. Die verbleibenden 20% wurden übergeordnet der allgemeinen Lastentwicklung zugeordnet.

Die geplanten Flusswärmepumpen werden von der MVV Umwelt GmbH geplant, errichtet und betrieben. Ziel ist es, die Fernwärmeerzeugung aus dem Steinkohlekraftwerk GKM in Mannheim zu substituieren und somit die Fernwärmeerzeugung zu dekarbonisieren.

Der Hochlauf der dezentralen Wärmepumpen stellt sich gegenüber dem NAP aus 2024 deutlich verlangsamt dar.

2.2.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025

Aktuelle Versorgungsaufgabe

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

Kennzahlen des Regional-szenarios	UW HöS/HS	HS	UW HS/MS	MS	UW MS/NS	NS
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	169,0
Photovoltaik Freifläche (MWp)	0,0	0,0	0,0	7,0	0,0	0,0
Windenergie an Land	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	0,0	0,0	0,0	6,0	0,0	0,0
Konventionelle Kraftwerke	0,0	0,0	199,0	0,0	0,0	0,0
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	38,0
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0,0	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Elektromobilität	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	58,0
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	0,0	0,0	128,0	63,0	0,0	266,0
Stand-alone Rechenzentren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	28,0
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gesamt:	0,0	10,0	327,0	76,0	0,0	559,0

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

2.2.2 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5

Da das Regionalszenario mit Ausnahme der konventionellen Last, installierte Leistungen ausweist, erfolgt die Beschreibung der zukünftigen Versorgungsaufgabe auf Grundlage der netzdimensionierenden, gleichzeitig erwarteten Leistungswerte.

Die Überleitung wurde über Lastprofile und Zeitreihenberechnungen vorgenommen; starre Gleichzeitigkeitsfaktoren wurden dabei nicht angesetzt.

Für Teilnetzgebiet 1 ergibt sich bis T+5 ein voraussichtlicher Lastanstieg auf 623 MW. Maßgebliche Treiber sind die geplanten Inbetriebnahmen von zwei Flusswärmepumpen sowie eines Rechenzentrums. Diese Verbraucher wirken direkt und ausschließlich auf die HS-Ebene.

In Teilnetzgebiet 2 ist im gleichen Zeitraum lediglich ein geringer Lastzuwachs um etwa 1 MW zu erwarten.

2.2.3 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10

Bis T+10 steigt die Last in Teilnetzgebiet 1 voraussichtlich auf 736 MW. Ausschlaggebend sind der weitere Leistungsaufbau des Rechenzentrums sowie der erwartete Hochlauf dezentraler Wärmepumpen und der Elektromobilität. Während das Rechenzentrum auf die HS-Ebene wirkt, werden dezentrale Wärmepumpen überwiegend aus der NS-Ebene versorgt. Private Ladeinfrastruktur für Elektromobile erhöht die Lastentwicklung ebenfalls in der NS-Ebene; Depot-Ladeinfrastruktur wirkt dagegen sowohl auf die MS- als auch auf die NS-Ebene.

Für Teilnetzgebiet 2 wird bis T+10 ein moderater Lastanstieg um etwa weitere 4 MW erwartet. Dieser resultiert aus dezentralen Wärmepumpen sowie Ladeinfrastruktur für Elektromobilität.

2.2.4 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045

Im Zieljahr 2045 wird für Teilnetzgebiet 1 eine Residuallast von voraussichtlich 811 MW angenommen. Der zusätzliche Anstieg wird vor allem durch den weiteren Hochlauf dezentraler Wärmepumpen und der Elektromobilität geprägt. Dezentrale Wärmepumpen werden primär aus der NS-Ebene versorgt. Private Ladeinfrastruktur für Elektromobile wirkt ebenfalls laststeigernd in der NS-Ebene, während Depot-Ladeinfrastruktur sowohl die MS- als auch die NS-Ebene betrifft.

In Teilnetzgebiet 2 wird bis 2045 lediglich ein weiterer Lastanstieg um etwa weitere 7 MW erwartet. Ursächlich hierfür sind dezentrale Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur für Elektromobilität.

3 Netzdimensionierende Netzausbauplanung

Der erforderliche Netzausbau wird maßgeblich durch zwei Entwicklungen bestimmt. Im Zuge des Kohleausstiegs und zur Deckung des steigenden Leistungsbedarfs ist bis 2033 die Herstellung von zwei direkten Anschlüssen an das Übertragungsnetz der TransnetBW GmbH vorgesehen. Damit einher geht die Entkopplung sämtlicher Anlagen und Betriebsmittel des GKM, insbesondere im Hochspannungsnetz.

Neben diesen strukturellen Veränderungen machen die angefragten und prognostizierten Lastzuwächse einen weiteren Netzausbau und eine Netzverstärkung erforderlich. In den Netzgebieten sind diese Zuwächse insbesondere auf die Mobilitäts- und Wärmewende zurückzuführen.

Der netzdimensionierende Ausbaubedarf in der Hoch- sowie Mittelspannungsebene ist in den Netzkarten in Abbildung 2 und Abbildung 3 am Ende des Dokuments geografisch dargestellt. Sie zeigen die Netzausbaumaßnahmen für die jeweiligen Betrachtungszeiträume.

Die Engpassregionen in den Karten weisen Netzgebiete aus, die im Lastfall engpassbehaftet sind. Liegt ein Engpass auf der Hochspannungsebene vor, wird das gesamte nachgelagerte Netz als Engpass deklariert. Als Engpassregion gelten Netzgebiete, in denen Anlagen außerhalb der Daseinsvorsorge mit einer Gesamtanmeldeleistung ab 1 MVA bis zum Abschluss des Netzausbaus nur über einen variablen Netzanschlussvertrag angeschlossen werden können.

3.1 Hochspannung

Der Ausbau des Hochspannungsnetzes wird maßgeblich durch neue Anschlüsse an das Übertragungsnetz, steigende Lasten und Netzanschlussanfragen aus Abschnitt 2.2 bestimmt. Deren Integration erfordert neue Leitungsverbindungen und Schaltanlagen, die Anpassung und Verstärkung bestehender Anbindungen sowie die Erneuerung und Erweiterung mehrerer Umspannwerke.

Besondere Herausforderungen ergeben sich aus den Abhängigkeiten zwischen den Netzebenen HöS/HS, HS und HS/MS sowie der zeitlichen Koordination der erforderlichen Ausbaumaßnahmen. Insbesondere bei den neuen Anbindungen an das Übertragungsnetz ergeben sich aufgrund der besonderen Rahmenbedingungen im Versorgungsgebiet Verzögerungen gegenüber den aus den kundenbedingten Netzanschlussanfragen resultierenden Bedarfen. Verzögerungen auf der übergeordneten Spannungsebene führen hierbei zu unmittelbaren Folgewirkungen in den nachgelagerten Spannungsebenen. Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bis zur Umsetzung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen wird daher parallel an einer geeigneten Interimslösung zur Leistungsbereitstellung gearbeitet.

Effizienzmaßnahmen und Nachfragesteuerung sind in den Planungen und Prognosen berücksichtigt. Hierzu zählen insbesondere flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCA). Der verbleibende Leistungsbedarf bestätigt nach derzeitigem Planungsstand die Notwendigkeit zusätzlicher Anschlüsse an das Übertragungsnetz sowie von Verstärkungen des Hochspannungsnetzes.

Die Tabelle 3 zeigt die aggregierte netzdimensionierende Ausbauplanung der Hochspannung einschließlich der Überschneidungen zu den Netzebenen HöS/HS und HS/MS. Die Zuordnung zu den jeweiligen Zeithorizonten erfolgt anhand des voraussichtlichen Planungs- bzw. Baubeginns der Maßnahmen. Der erwartete Ausbaubedarf in der Netzebene umfasst die im Maßnahmenplan über den jeweiligen Zuordnungscode eindeutig zugeordneten Betriebsmittel.

Für den Zeitraum 2025 – 2035 (T+10) werden die zur Vermeidung oder Minderung von Netzengpässen erforderlichen Maßnahmen im Maßnahmenplan beschrieben und ergänzend in der Netzkarte in Abbildung 2 räumlich dargestellt. Hierzu zählen Optimierungen, Verstärkungen, Erneuerungen und Netzausbaumaßnahmen.

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

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 2: HöS/HS UW	- [UW]	- [Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	59 [km]	462 [Mio. Euro]
	NE 4: HS/MS UW	5 [UW]	79 [Mio. Euro]
2031 bis 2035 (T+10)	NE 2: HöS/HS UW	- [UW]	- [Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	10 [km]	61 [Mio. Euro]
	NE 4: HS/MS UW	1 [UW]	17 [Mio. Euro]
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 2: HöS/HS UW	- [UW]	- [Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	- [km]	- [Mio. Euro]
	NE 4: HS/MS UW	- [UW]	- [Mio. Euro]

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

Tabelle 3: Netzdimensionierende Ausbauplanung Hochspannung

3.2 Mittel- bis Niederspannung

Der Ausbau der Mittel- und Niederspannungsnetze wird maßgeblich durch die Wärmewende, den Hochlauf der Elektromobilität sowie die altersbedingte Erneuerung der bestehenden Netzinfrastruktur bestimmt. In der Mittelspannung kommen darüber hinaus größere Netzanschlussanfragen mit Direktanschluss hinzu, die Erweiterungen bestehender Anlagen oder zusätzliche Netzkapazitäten erforderlich machen können.

Besondere Herausforderungen ergeben sich insbesondere in den Versorgungsgebieten, die gemäß kommunaler Wärmeplanung nicht für einen Ausbau der Fernwärme vorgesehen sind. In diesen Bereichen ist mit einem verstärkten Hochlauf elektrischer Wärmeerzeugung und entsprechend steigenden Netzbelastungen zu rechnen. Der altersbedingte Erneuerungsbedarf verteilt sich hingegen über das gesamte Netzgebiet. Auf Mittelspannungsebene stellen

zusätzlich Großprojektanfragen, beispielsweise für Batteriespeicher, eine Herausforderung dar. Diese können hinsichtlich Standort, Zeitpunkt und Leistungsbedarf nur eingeschränkt prognostiziert werden. Ziel der Netzentwicklung ist es daher, auch für solche Anschlussanfragen eine Realisierung innerhalb vertretbarer Zeiträume zu ermöglichen.

Verzögerungen bei der Umsetzung von Ausbaumaßnahmen ergeben sich insbesondere bei Querungen von Autobahnen, Bahntrassen und Gewässern aufgrund der erforderlichen Abstimmungs- und Genehmigungsverfahren. Bei der Errichtung neuer Stationen kann zudem die Verfügbarkeit und Sicherung geeigneter Grundstücke den zeitlichen Ablauf beeinflussen.

Effizienzmaßnahmen und Nachfragesteuerung werden bei der Netzplanung berücksichtigt. Hierzu zählen insbesondere flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCA). Darüber hinaus werden bei Anschlussleistungen ab 1 MW Leistungskennlinien herangezogen, um das erwartete Betriebsverhalten neuer Lasten besser in das bestehende Netzlastprofil einordnen und die vorhandenen Netzkapazitäten möglichst effizient nutzen zu können.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die aggregierte Ausbauplanung der Netzebenen MS, MS/NS und NS. Die Zuordnung zu den jeweiligen Zeithorizonten erfolgt anhand des voraussichtlichen Planungs- bzw. Baubeginns der Maßnahmen. Der erwartete Ausbaubedarf in der Netzebene umfasst die im Maßnahmenplan über den jeweiligen Zuordnungscode eindeutig zugeordneten Betriebsmittel.

Netzdimensionierende Ausbauplanung Mittel- bis Niederspannung

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 5: MS-Leitungen	92 [km]	67 [Mio. Euro]
	NE 6: MS/NS UW	176 [UW]	36 [Mio. Euro]
	NE 7: NS-Leitungen	133 [km]	41 [Mio. Euro]
2031 bis 2035 (T+10)	NE 5: MS-Leitungen	48 [km]	32 [Mio. Euro]
	NE 6: MS/NS UW	149 [UW]	26 [Mio. Euro]
	NE 7: NS-Leitungen	246 [km]	78 [Mio. Euro]
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 5: MS-Leitungen	47 [km]	22 [Mio. Euro]
	NE 6: MS/NS UW	271 [UW]	42 [Mio. Euro]
	NE 7: NS-Leitungen	346 [km]	174 [Mio. Euro]

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

Tabelle 4: Netzdimensionierende Ausbauplanung Mittel- bis Niederspannung

4 Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf

(Reiner Ersatz (1:1) / Rückbau / Altlastentsorgung)

Im Rahmen der langfristigen Sicherstellung einer leistungsfähigen und zukunftsfähigen Energieinfrastruktur werden Bestandsanlagen aufgrund ihres Störverhaltens, ihres technischen Zustands sowie veränderter betrieblicher Anforderungen erneuert. Die Maßnahmen dienen primär dem Ersatz von Bestandsanlagen, der Sicherstellung der Versorgungssicherheit und dem Abbau altersbedingter Substanzverluste.

Im Zuge dieser Erneuerungen werden bei MVV Netze grundsätzlich die Anlagen nach dem heutigen Stand der Technik errichtet, wodurch sich technische Verstärkungen ergeben. Reine 1:1- Ersatzmaßnahmen finden dabei in der Regel nicht statt. Stattdessen werden Ersatzinvestitionen mit einer Anpassung an aktuelle technische Standards und künftige Netzanforderungen verbunden. Die Maßnahmen münden daher regelmäßig in einen Ersatzneubau mit Verstärkung. Ergänzend gehören der Rückbau alter Anlagenteile und gegebenenfalls die fachgerechte Entsorgung von Altlasten zur netzdimensionierenden Maßnahme dazu.

Nicht netzdimensionierende Ausbauplanung

Zeitraum	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	- [Mio. Euro]
2031 bis 2035 (T+10)	- [Mio. Euro]
2036 bis 2045 (Zielnetz)	- [Mio. Euro]

Reiner Ersatz / Rückbau / Altlastentsorgung

Tabelle 5: Nicht netzdimensionierende Ausbauplanung

5 Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen

§ 14d Abs. 4 Satz 1 Nr. 6 EnWG / § 14d Satz 2 Nr. 3 EnWG

Im betrachteten Netzgebiet besteht derzeit kein zusätzlicher Bedarf an netzdienlich zu beschaffender Blindleistung. Die für einen sicheren, zuverlässigen und regelkonformen Netzbetrieb erforderliche Blindleistungsbereitstellung erfolgt über die vorhandenen Betriebsmittel sowie die etablierten technischen und organisatorischen Prozesse. Auch unter Berücksichtigung der absehbaren Netzentwicklung wird gegenwärtig kein zusätzlicher Beschaffungsbedarf für Blindleistungsdienstleistungen zugrunde gelegt. Abhängig von der weiteren Szenarioentwicklung kann künftig ein Bedarf an zusätzlichen Kompensationsmaßnahmen nicht vollumfänglich ausgeschlossen werden. Die Notwendigkeit entsprechender Maßnahmen wird fortlaufend überprüft.

Darüber hinaus werden aktuell keine Pilotprojekte zum Einsatz netzdienlicher Flexibilitäten durchgeführt. Die Netzsituation weist derzeit in Abstimmung mit den Netzanschlusskunden keine Anwendungsfälle auf, die den Einsatz entsprechender Flexibilitätsdienstleistungen oder die Erprobung neuer Flexibilitätskonzepte erforderlich machen.

Vor diesem Hintergrund finden Systemdienstleistungen in Form zusätzlich beschaffter Blindleistungsleistungen sowie Flexibilitätsdienstleistungen derzeit keine Anwendung. Die weitere Entwicklung des Netzgebiets wird fortlaufend überwacht und regelmäßig im Einklang mit den gesetzlichen und regulatorischen Vorgaben überprüft, um bei veränderten Rahmenbedingungen frühzeitig auf potenzielle zukünftige Bedarfe reagieren zu können.

6 Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG

§ 14d Abs. 4 Satz 1 Nr. 7 EnWG

Bei MVV Netze wird die Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG in Verbindung mit § 14d Absatz 4 Satz 1 Nr. 7 EnWG derzeit nicht angewendet.

7 Stellungnahmen

Vom 02. 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.

Netzausbauplanung 2026
der Verteilernetzbetreiber Strom
§ 14d EnWG

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Kennzahlen des Regionalszenarios 8
Tabelle 2: Aufteilung der Bestandswerte aus dem Regionalszenario 2025 auf die Netzebenen 9
Tabelle 3: Netzdimensionierende Ausbauplanung Hochspannung 12
Tabelle 4: Netzdimensionierende Ausbauplanung Mittel- bis Niederspannung 13
Tabelle 5: Nicht Netzdimensionierende Ausbauplanung 14

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Netzkarte der Teilnetzgebiete des Versorgungsgebiets der MVV Netze 4
Abbildung 2: Netzkarte der Maßnahmen der Netzebene Hochspannung (T+10) 17
Abbildung 3: Netzkarte der Maßnahmen der Netzebene Mittelspannung (T+5) 18

Anhang

Netzkarten des Hochspannungs- und Mittelspannungsnetzes und der Umspannstationen auf Mittelspannung und Niederspannung mit den Engpassregionen des jeweiligen Netzes

vnbdigital.de: maschinenlesbares Format der Ausbauzahlen und des Maßnahmenplans

Netzausbauplanung 2026
der Verteilernetzbetreiber Strom
§ 14d EnWG

Anhang:

Gebietskarte Hochspannung

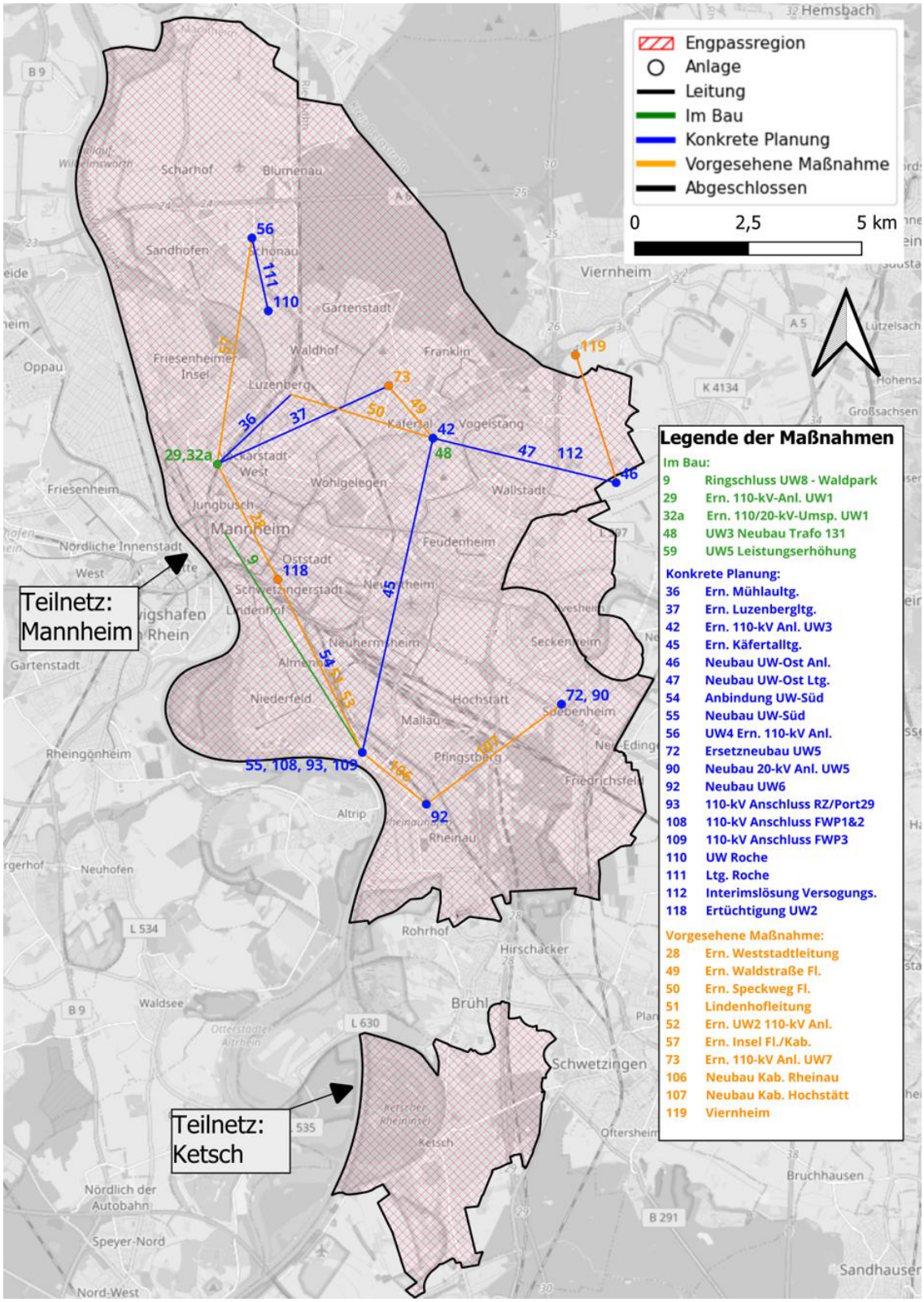


Abbildung 2: Netzkarte der Maßnahmen der Netzebene Hochspannung (T+10)

Gebietskarte Mittelspannung

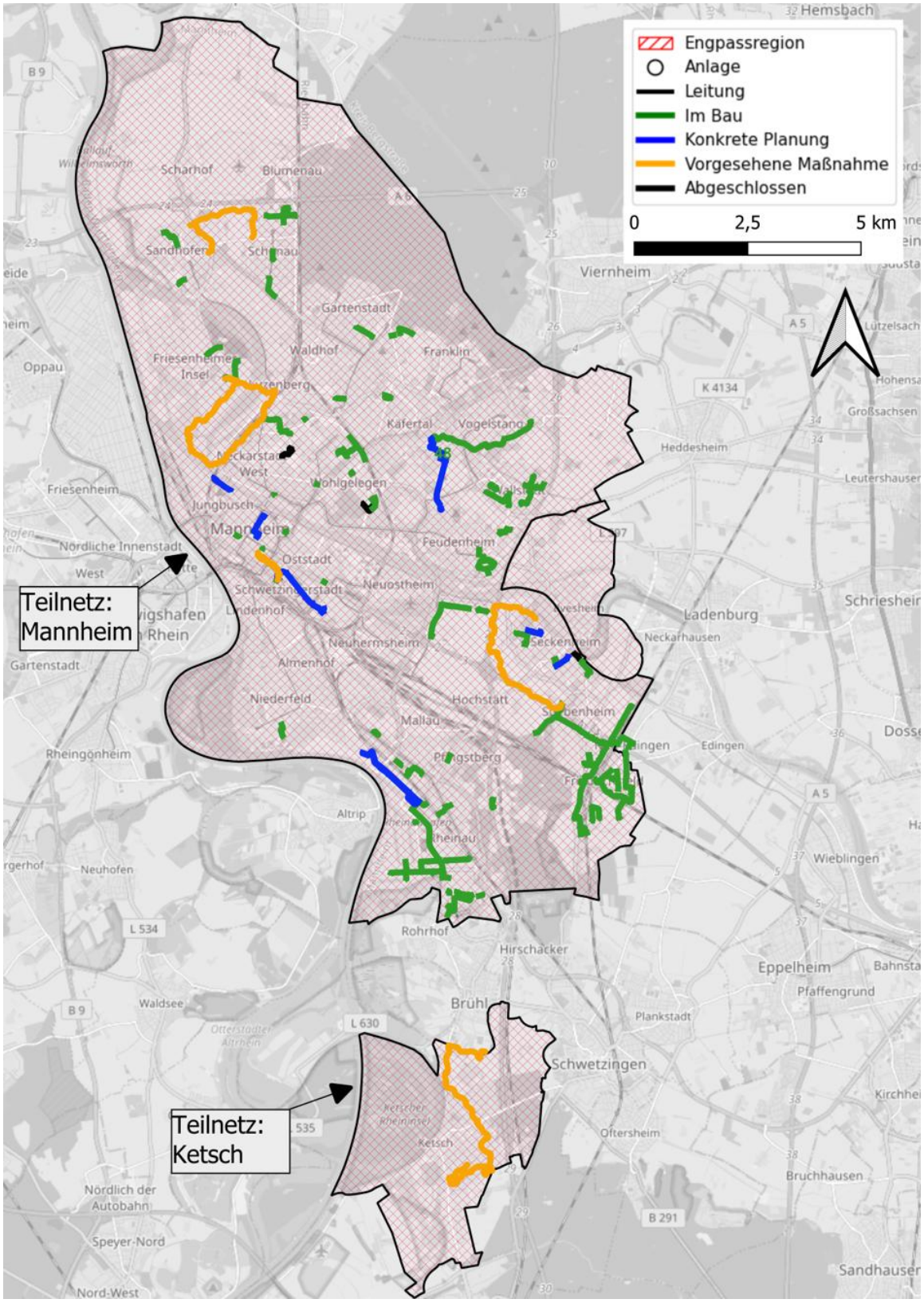


Abbildung 3: Netzkarte der Maßnahmen der Netzebene Mittelspannung (T+5)