Netzausbauplanung 2026

Netze Duisburg GmbH

Bericht gemäß § 14d EnWG



Netze Duisburg GmbH
Bungertstraße 27
47053 Duisburg

☏ 0203 604-0
✉ info@netze-duisburg.de
www.netze-duisburg.de

Geschäftsführung:
Dipl.-Ing. M.Sc. Andreas Massing

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung 3
2. Planungsgrundlagen 9
   2.1. Regionalszenario 2025 der Planungsregion West 9
   2.2. Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe 10
3. Netzdimensionierende Netzausbauplanung 15
   3.1. Hochspannung 16
   3.2. Mittel- bis Niederspannung 17
4. Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf 18
5. Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen 18
6. Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG 19
7. Stellungnahmen 19

Anhang 1: Abbildungs- und Tabellenverzeichnis 20

Anhang 2: Verweis auf weitere Veröffentlichungen 20

Abkürzungsverzeichnis

BDEW	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BNetzA	Bundesnetzagentur
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
MS	Mittelspannung
NAP	Netzausbauplan
NE	Netzebene
NEP	Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber
NNB	Nachgelagerter Netzbetreiber
NS	Niederspannung
NVNB	Nachgelagerter Verteilnetzbetreiber
ONS	Ortsnetzstation (Netzebene 6)
PR	Planungsregion
RZ	Regionalszenario
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk (Netzebene 2 oder 4)
VNB	Verteilnetzbetreiber
VVNB	Vorgelagerter Verteilnetzbetreiber

1. Einleitung

Der Netzausbauplan wird nach § 14d des EnWG erstellt und soll die konkrete Planung des Netzausbaus durch die Verteilnetzbetreiber fördern. Netzbetreiber mit über 100.000 angeschlossenen Kunden sind verpflichtet, eine vorausschauende Netzplanung durchzuführen und die wahrscheinlichen Anforderungen an das Netz bis zum Jahr 2045 abzuschätzen. Die daraus resultierenden Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung, Erneuerung und zum Ausbau des Netzes für das Hochspannungs- und Mittelspannungsnetz sind in diesem Netzausbauplan zusammengefasst.

Die Grundlage, um die Anforderungen an das Netz zu ermitteln, bildet das zuvor erstellte Regionalszenario des Jahres 2025, welches mit den zugehörigen Netzbetreibern der Region erstellt wurde. Die Veröffentlichung der Regionalszenarios der Planungsregionen erfolgt alle 2 Jahre.

Netze Duisburg GmbH

Die Netze Duisburg GmbH ist ein 100%-Tochterunternehmen der Stadtwerke Duisburg AG und gehört dem Konzern der Duisburger Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft (DVV) an. Die DVV deckt als Multidienstleistungskonzern die Bereiche Versorgung, Mobilität und Services ab.

Die Netze Duisburg GmbH ist der Verteilnetzbetreiber für das Duisburger Stadtgebiet. Zu den Kernaufgaben gehören die Planung, der Betrieb, der Ausbau und die Instandhaltung der Netzinfrastruktur. Außer dem Stromnetz werden ein Gasnetzbetrieb sowie Betriebsführungsleistungen in anderen Sparten erbracht.

Das Stromnetz versorgt rd. 500.000 Einwohner auf einem Stadtgebiet von 240 km^2 Fläche und umfasst ca. 5.000 km Kabel und ca. 10 km Freileitungen. Das Netzgebiet in Duisburg wird durch den Verlauf von Rhein und Ruhr in das linksrheinische Gebiet in West und die rechtsrheinischen Gebiete Nord und Süd geteilt. Die Anschlussdichte von EE-Erzeugungsanlagen ist großstadttypisch niedrig. Im Innenstadtbereich liegt eine vergleichsweise hohe Durchdringung des Netzgebiets mit Gas- und Fernwärmeleitungen vor

Hochspannungsnetz

Das Hochspannungsnetz in Duisburg hat eine Länge von rd. 110 km und besteht hauptsächlich aus Kabelleitungen im Erdreich. An zwei Verbundkuppelstellen ist das Netz mit unterschiedlichen vorgelagerten 220-kV-Netzgruppen des Übertragungsnetzbetreibers Amprion GmbH verbunden, eine weitere Verbundkuppelstelle ist in Planung.

Zur inneren und äußeren Wirklastflusssteuerung sind in einer der Verbundkuppelstellen Querregeltransformatoren eingesetzt. Die innere Lastflusssteuerung ermöglicht hierbei eine gezielte Wirklastflusssteuerung innerhalb des 110-kV-Netzes, wohingegen die äußere Lastflusssteuerung eine gezielte Wirklastflussaufteilung zwischen den Verbundkuppelstellen bewirkt.

Über das 110-kV-Netz werden die Umspannwerke für die Weiterverteilung in die unterlagerten Spannungsebenen versorgt. Weiterhin sind ein Heizkraftwerk sowie wenige Entnahmestellen von Letztverbrauchern an das Hochspannungsnetz angeschlossen. Das 110-kV-Netz wird vermascht betrieben. Durch die Vollvermaschung wird ein unterbrechungsfreier Weiterbetrieb im (n-1) - Störungsfall gewährleistet

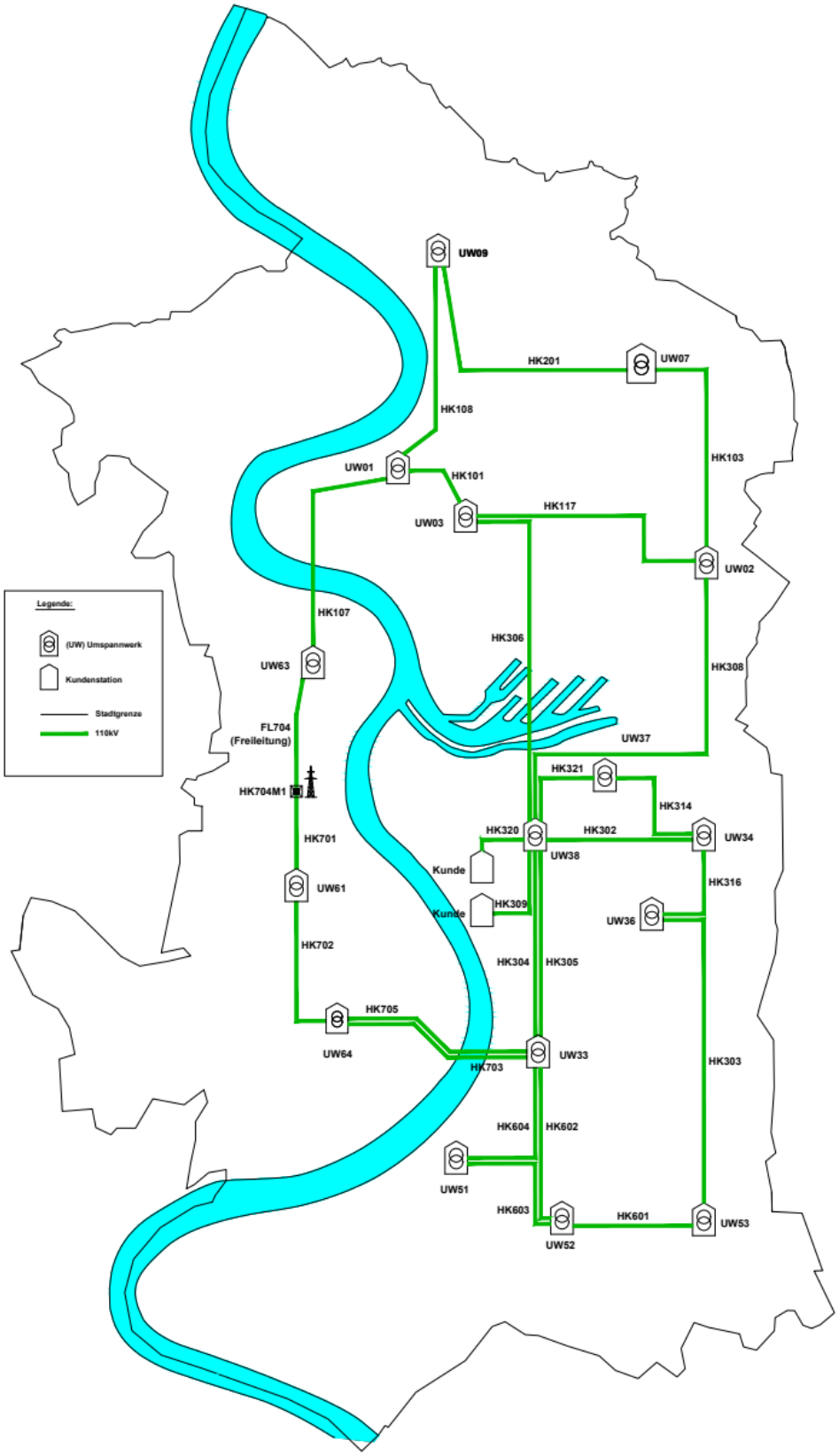
Mittelspannungsnetz

Das Mittelspannungsnetz in Duisburg hat eine Länge von rd. 1.400 km und besteht ausschließlich aus Erdkabeln. Das Mittelspannungsnetz der Netze Duisburg teilt sich in 25-kV-Netz und ein 10-kV-Netz auf und ist an den Umspannwerkstellen mit dem jeweiligen vorgelagerten Netzbereich 25 kV bzw. 110 kV verbunden. Während das Gebiet West als eigenständiges Netz ohne 10-kV-Kabelverbindungen zu den Gebieten Süd und Nord existiert, sind die Gebiete Süd und Nord miteinander punktuell über 10-kV Kabelverbindungen verbunden. Die einzelnen Umspannwerke in den Gebieten sind eigensicher ausgelegt. Aus dem 10-kV-Verteilnetz werden Mittelspannungskunden direkt und Niederspannungskunden über Ortsnetzstationen versorgt. Daneben sind Netzverteilerstationen ohne Umspannung (Mittelspannungsverteiler), unterlagerte Stationen mit Streckenschutzsicherungen, Schwerpunkt- und Knotenpunktstationen in das 10-kV-Verteilnetz eingebunden.

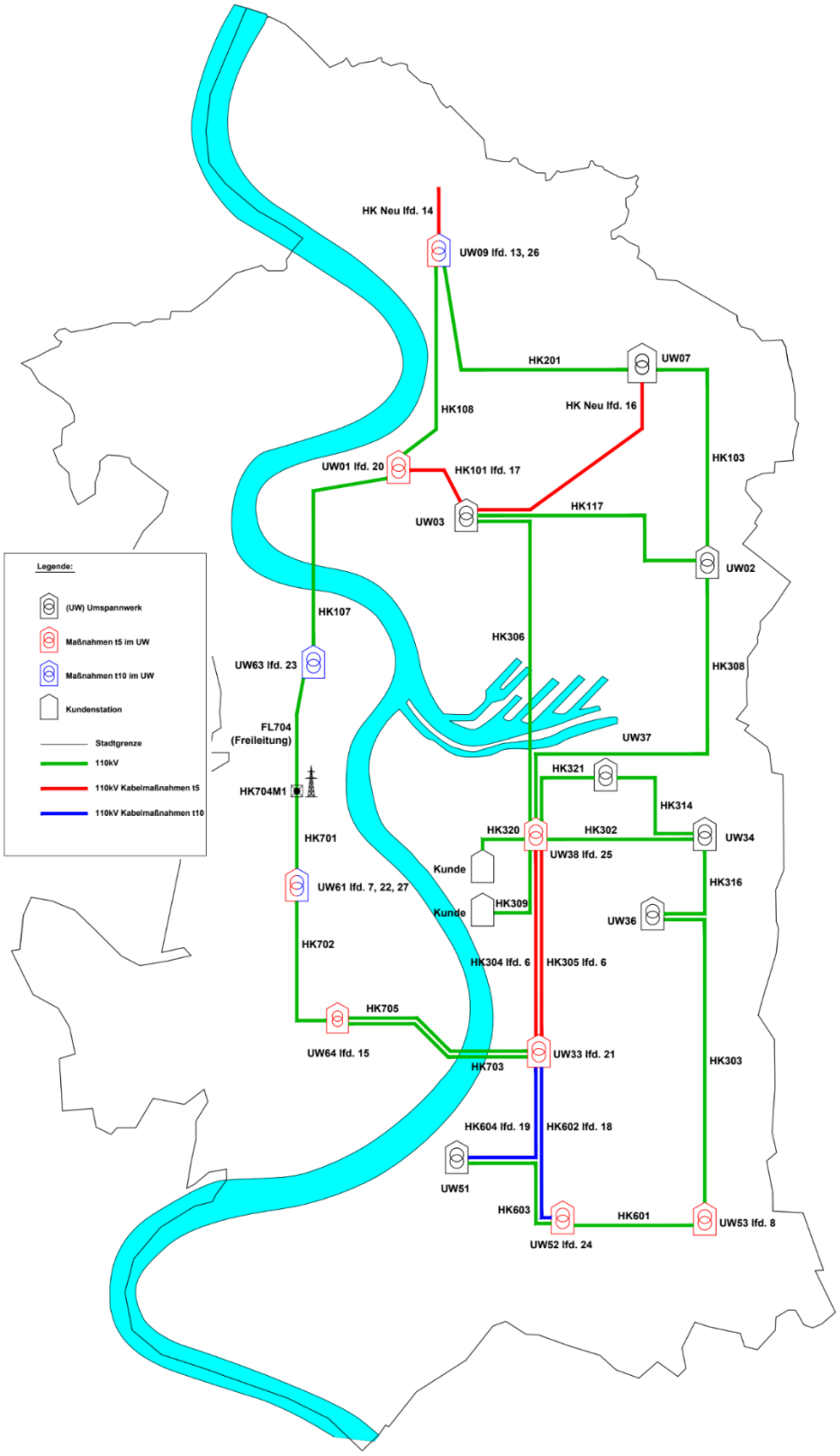
Auf eine Aufteilung des Netzgebiets in Teilnetzgebiete im Sinne der Netzausbauplanung wurde verzichtet. Die Gebiete West, Nord und Süd werden durch dasselbe vermaschte Hochspannungsnetz gespeist und das Hochspannungsnetz ebenfalls nur durch einen einzigen vorgelagerten Netzbetreiber, deshalb bringt eine Unterteilung in Teilnetzgebiete keine Vorteile.

Engpassregionen

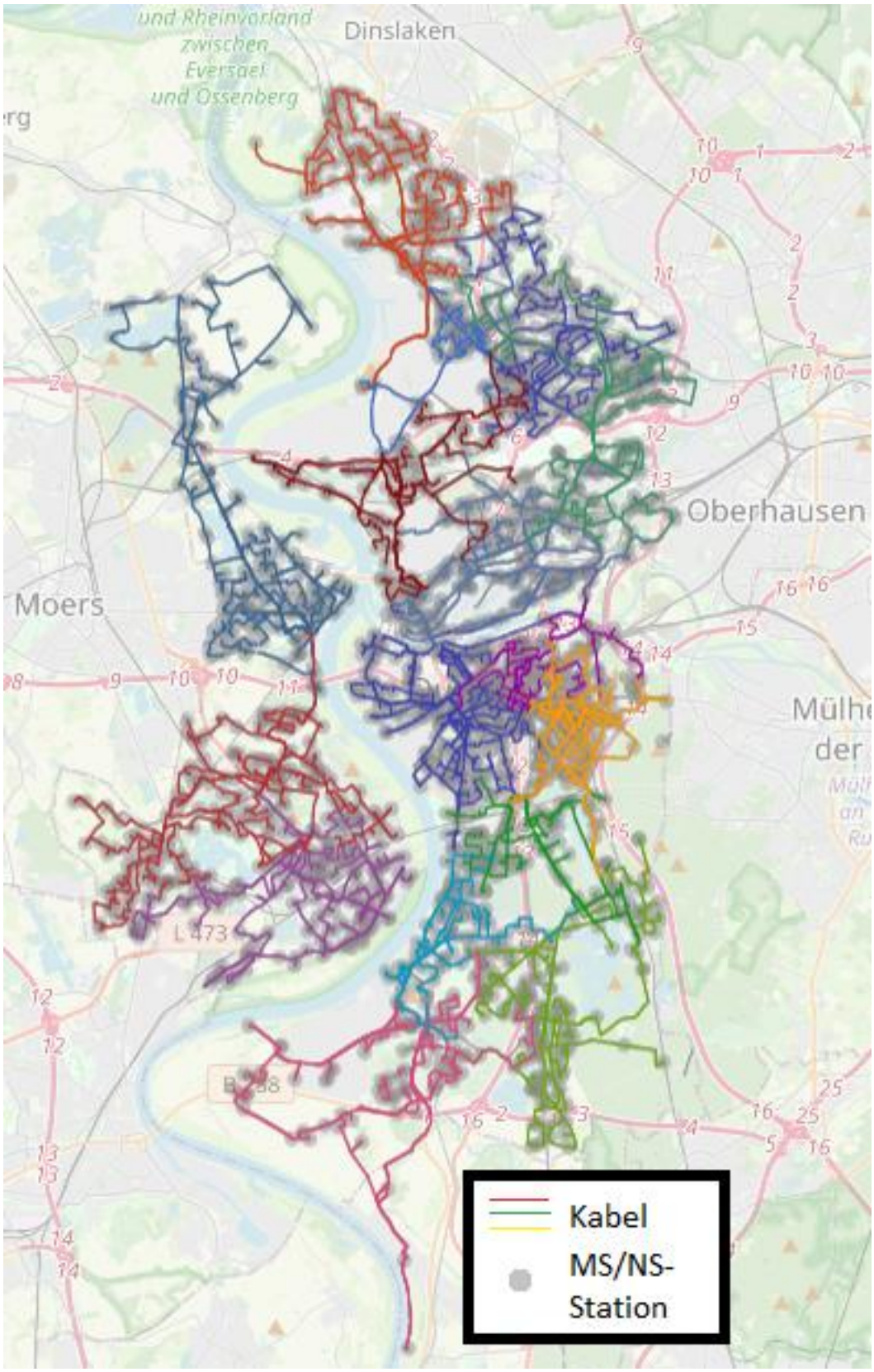
Die Engpassregionen in der Hochspannung und der Mittelspannung sind in den nachfolgenden Netzkarten dargestellt. Beim Hochspannungsnetz handelt es sich grundsätzlich um ein galvanisch verbundenes Netz, so dass ein Engpass sich großräumig niederschlagen kann. Aus diesem Grund ist das komplette Hochspannungsnetz als potenzielle Engpassregion im Jahr 2045 anzusehen. In der Mittelspannung unterteilen wir das Netz in Umspannwerksbereiche. Da das gesamte Hochspannungsnetz als potenzielle Engpassregion 2045 anzusehen ist, gilt dies auch für die damit verbundenen Umspannwerksbereiche im Mittelspannungsnetz. Unser Fokus liegt auf dem vorausschauenden Netzausbau, Erneuerungen, Optimierungen und Verstärkungen, so dass es erst gar nicht zu einem Engpass kommt.



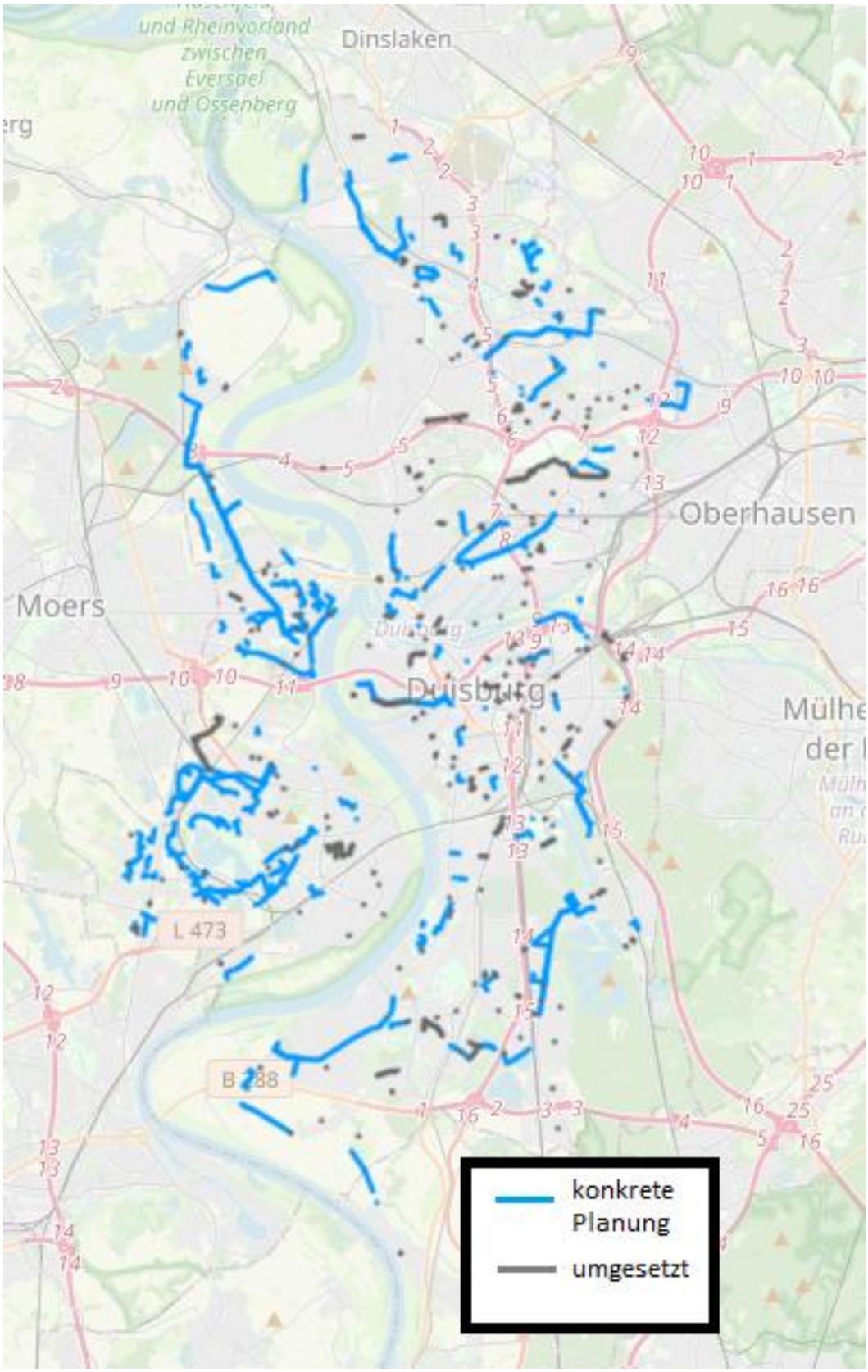
Darstellung 1: Netzkarte Hochspannung (als eine Engpassregion zu betrachten)



Darstellung 2: Netzkarte Hochspannung inkl. Maßnahmen



Darstellung 3: Mittelspannungsnetz mit potenziellen Engpassregionen 2045



Darstellung 4: Mittelspannungsnetz mit geplanten Maßnahmen für das Jahr T+5

Die Maßnahmen im Mittelspannungsnetz können neben der Behebung von zukünftigen Engpässen auch technische Gründe (z.B. Alterung) haben. Mit einer jährlichen Erneuerungsquote von 1,5- 2% können die Engpässe in den nächsten 5 Jahren ausreichend bedient werden.

2. Planungsgrundlagen

Die Planung der leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität basiert auf den gesetzlichen Anforderungen einer möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten, umweltverträglichen und treibhausgasneutralen Versorgung, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht (§1 EnWG). Um diese Ziele zu erreichen, definieren Verteilnetzbetreiber Planungsgrundsätze. Für die Hochspannungsebene wurden z.B. allgemeingültige Planungsgrundsätze definiert und in der VDE-AR-4121 festgeschrieben. Für die Mittel- und Niederspannungsebene entwickeln Verteilnetzbetreiber auf Basis der jeweils vorliegenden geographischen Einflüsse und Besonderheiten des versorgten Netzgebietes eigene Planungsgrundsätze.

2.1. Regionalszenario 2025 der Planungsregion West

Zur Abstimmung der Netzausbauplanung kommen die Stromverteilnetzbetreiber in sechs Planungsregionen zusammen und veröffentlichen für jede Planungsregion alle zwei Jahre ein Regionalszenario auf www.vnbdigital.de. Die Prognosen zu Erzeugung und Verbrauch im Regionalszenario bilden die gemeinsame Grundlage für die Netzausbaupläne der einzelnen Netzbetreiber.

Dieser Netzausbauplan basiert auf dem Regionalszenario der Planungsregion West von 2025.
Als Basis für die Erstellung des Regionalszenarios der einzelnen Planungsregionen dient eine Datenerfassung durch die zugehörigen Netzbetreiber. Diese Daten werden verdichtet und für das Regionalszenario aufbereitet.

Die Datenerfassung erfolgt für die Bereiche Erzeugungsanlagen, Verbrauch und Flexibilität. In jeder dieser Erfassungskategorien soll der Ist-Zustand und eine Prognose für die Jahre 2030, 2035 und 2045 dokumentiert werden. Zur Spezifizierung beinhaltet der Bereich Erzeugungsanlagen Prognosen für Windenergie, Photovoltaik, Biomasse, Wasserkraft und sonstige EEG-Anlagen sowie konventionelle Kraftwerke/ KWK. Die Datenerfassung der Verbräuche untergliedert sich in die Bereiche: Haushalte, GHD, Wärmepumpen, Fernwärmeerzeugung, Industrie, Rechenzentren, Verkehr und Elektrolyse. Die Flexibilität beinhaltet die Prognose der installierten Leistung für Batteriespeicher.

Annahmen zur künftigen Entwicklung der Ein- und Ausspeisungen hängen stark von externen Faktoren (z. B. der Gesetzeslage) ab und sind mittel- und langfristig nur schwer prognostizierbar. Unsere Prognosen und Annahmen zur Netzausbauplanung (HS, MS) beruhen auf Studien, die in Zusammenarbeit mit Beratungsunternehmen und Hochschulen erstellt wurden.

Bezüglich unserer Planungsgrundlagen gehen wir derzeit sowohl von einer steigenden Letztverbraucherlast als auch einer steigenden dezentralen Einspeiseleistung aus. Bezüglich der Ausspeisung an die nachgelagerte Umspannebene rechnen wir aufgrund der Entwicklung der Elektromobilität und Wärmepumpen mit einer deutlichen Steigerung der Netzbeanspruchung. Die folgende Übersicht schlüsselt diese zukünftige Leistungsentwicklung der Netze Duisburg auf Basis des Regionalszenarios 2025 auf.

Regionalszenario 2025 der Planungsregion West
Auf das Versorgungsgebiet der Netze Duisburg entfallende Leistung in MW

	Bestand (2024)	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	90	169	292	660
Photovoltaik Freifläche (MWp)	0,3	4,9	7,1	11,7
Windenergie an Land	0	0	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	5,46	2,73	0	0
Konventionelle Kraftwerke	321,5	381,5	381,5	381,5
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	31	47	70,5	131,25
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	30	80	110	110
Elektromobilität	142	360	773	1601
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	324	324	324	324
Stand-alone Rechenzentren	10	28	43	49
Elektrolyseure	0	12	12	12
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	25,4	80,9	136,7	255,9
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	25	35	55
Pumpspeicher	0	0	0	0
Gesamt:	980	1515	2185	3591

Darstellung 5: Regionalszenario 2025

2.2. Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe

2.2.1. Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025

Aus den Werten des Regionalszenarios 2025 lassen sich für den Bestand folgende strukturelle Verteilung von Erzeugung und Verbrauch innerhalb der verschiedenen Spannungsebenen des Netzgebietes darstellen. Dezentrale Erzeugungsanlagen wie die gebäudenahe Photovoltaik (65,1 MWp) und Kleinbatteriespeicher (24,9 MW) sind erwartungsgemäß fast ausschließlich in der

Niederspannung angesiedelt, während die Mittelspannung nennenswerte Anteile der sonstigen erneuerbaren Erzeugung (5,4 MW) aufnimmt. Bei den neuen Verbrauchern ist der elektrische Bedarf für zentrale Wärmelösungen komplett in der Umspannung HS/MS (30 MW) verortet, wohingegen dezentrale Wärmepumpen (31 MW) rein die Niederspannung belasten. Während die Hoch- und Mittelspannung durch Großanlagen geprägt sind, bilden die Konventionelle Last und die Elektromobilität die dominanten Verbraucher in der Niederspannung.

Aktuelle Versorgungsaufgabe

Aufteilung der Werte in MW aus dem Regionalszenario 2025 auf die Netzebenen

	UW HöS/HS	HS	UW HS/MS	MS	UW MS/NS	NS
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	0	0	0	24,4	0,5	65,1
Photovoltaik Freifläche (MWp)	0	0	0	0,3	0	0
Windenergie an Land	0	0	0	0	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	0	0	0	5,4	0	0,1
Konventionelle Kraftwerke	0	279	0	42,5	0	0
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	0	0	0	0	0	31
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	0	30	0	0	0
Elektromobilität	0	0	0	11,2	35	95,8
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	0	41,6	25,6	90,2	4,6	162
Stand-alone Rechenzentren	0	0	0	10	0	0
Elektrolyseure	0	0	0	0	0	0
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	0	0	0	0	0,5	24,9
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	0	0	0	0	0
Pumpspeicher	0	0	0	0	0	0
Gesamt:	0	320,6	55,6	184	40,6	378,9

Darstellung 6: Regionalszenario Aufteilung Bestand

2.2.2. Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5

Aus den Werten des Regionalszenarios 2025 lässt sich für das Jahr 2030 eine deutlich veränderte strukturelle Verteilung von Erzeugung und Verbrauch innerhalb der verschiedenen Spannungsebenen des Netzgebietes darstellen. Im Vergleich zum Bestand zeigt sich in der Niederspannung eine massive Intensivierung, da sich die gebäudenahe Photovoltaik fast verdoppelt und die Kleinbatteriespeicher auf 79,3 MW anwachsen. Auf der Verbraucherseite verzeichnet die Elektromobilität über alle relevanten Netzebenen hinweg einen sprunghaften Anstieg. Das Gesamtergebnis für 2030 zeigt, dass sich die Verteilung der Leistungen in Richtung der unterlagerte Netzebenen verschiebt.

Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2030 (T+5)
Aufteilung der Werte in MW aus dem Regionalszenario 2025 auf die Netzebenen

	UW HöS/HS	HS	UW HS/MS	MS	UW MS/NS	NS
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	0	0	0	45,8	0,9	122,2
Photovoltaik Freifläche (MWp)	0	0	0	4,9	0	0
Windenergie an Land	0	0	0	0	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	0	0	0	2,7	0	0
Konventionelle Kraftwerke	0	331,1	0	50,4	0	0
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	0	0	0	0	0	47
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	0	80	0	0	0
Elektromobilität	0	0	71	22,8	71,2	195
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	0	41,6	25,6	90,2	4,6	162
Stand-alone Rechenzentren	0	0	0	27,8	0	0
Elektrolyseure	0	0	0	12	0	0
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	0	0	0	0	1,6	79,3
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	0	0	25	0	0
Pumpspeicher	0	0	0	0	0	0
Gesamt:	0	372,7	176,6	281,6	78,4	605,6

Darstellung 7: Regionalszenario Aufteilung 2030 (T+5)

2.2.3. Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10

Aus den Werten des Regionalszenarios 2025 lässt sich für das Jahr 2035 die folgende strukturelle Verteilung von Erzeugung und Verbrauch innerhalb der verschiedenen Spannungsebenen des Netzgebietes darstellen. Im Vergleich zu den Werten aus 2030 setzt sich der dezentrale Leistungszuwachs in der Niederspannung rasant fort, was sich in einem Anstieg der gebäudenahen Photovoltaik auf 211,2 MWp sowie der Kleinbatteriespeicher auf 134 MW widerspiegelt. Die Elektromobilität wird sich in der Niederspannung auf 449,3 MW mehr als verdoppeln. Insgesamt zeigt das Szenario, dass die Transformation zu einem stark dezentral geprägten Verteilnetz voranschreitet.

Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2035 (T+10)
Aufteilung der Werte in MW aus dem Regionalszenario 2025 auf die Netzebenen

	UW HöS/HS	HS	UW HS/MS	MS	UW MS/NS	NS
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	0	0	0	79,2	1,6	211,2
Photovoltaik Freifläche (MWp)	0	0	0	7,1	0	0
Windenergie an Land	0	0	0	0	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	0	0	0	0	0	0
Konventionelle Kraftwerke	0	331,1	0	50,4	0	0
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	0	0	0	0	0	70,5
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	0	110	0	0	0
Elektromobilität	0	0	107	52,5	164,2	449,3
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	0	41,6	25,6	90,2	4,6	162
Stand-alone Rechenzentren	0	0	0	43	0	0
Elektrolyseure	0	0	0	12	0	0
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	0	0	0	0	2,7	134
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	0	0	35	0	0
Pumpspeicher	0	0	0	0	0	0
Gesamt:	0	372,7	242,6	369,4	173,1	1027,0

Darstellung 8: Regionalszenario Aufteilung 2035 (T+10)

2.2.4. Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045

Abschließend kann aus dem Regionalszenario 2025 folgende Verteilung der Leistungen für das Jahr 2045 gebildet werden. Im Vergleich zum Jahr 2035 wächst der dezentrale Zubau in der Niederspannung durch die gebäudenahe Photovoltaik auf 477,4 MWp und die Kleinbatteriespeicher auf 250,9 MW. Auf der Verbraucherseite dominiert die Elektromobilität die Leistungswerte und beansprucht allein in der Niederspannung 960 MW. Zusammenfassend dokumentiert das Szenario für 2045 ein strukturell verändertes Gesamtsystem, in dem die Niederspannungsebene mit Werten von knapp 2 GW einen Großteil der Leistungen aufnehmen wird.

Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045
Aufteilung der Werte in MW aus dem Regionalszenario 2025 auf die Netzebenen

	UW HöS/HS	HS	UW HS/MS	MS	UW MS/NS	NS
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	0	0	0	178,9	3,7	477,4
Photovoltaik Freifläche (MWp)	0	0	0	11,7	0	0
Windenergie an Land	0	0	0	0	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	0	0	0	0	0	0
Konventionelle Kraftwerke	0	331,1	0	50,4	0	0
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	0	0	0	0	0	131,2
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	0	110	0	0	0
Elektromobilität	0	0	178	112,2	350,7	960
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	0	41,6	25,6	90,2	4,6	162
Stand-alone Rechenzentren	0	0	0	49	0	0
Elektrolyseure	0	0	0	12	0	0
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	0	0	0	0	5	250,9
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	0	0	55	0	0
Pumpspeicher	0	0	0	0	0	0
Gesamt:	0	372,7	313,6	559,5	364,1	1981,5

Darstellung 9: Regionalszenario Aufteilung 2045

3. Netzdimensionierende Netzausbauplanung

Um notwendigen Veränderungen im Verteilnetz, ausgehend von Auslösern wie Kundenanschlüssen oder dem technischen Zustand von Betriebsmitteln, zu begegnen, wird grundsätzlich nach dem NOVA-Prinzip vorgegangen (**N**etz-**O**ptimierung vor **V**erstärkung vor **A**usbau). Eine Optimierung des Netzes wird z.B. bezüglich Veränderungen der Schaltzustände geprüft. Darüber hinaus setzen manche Verteilnetzbetreiber Optimierungsinstrumente wie die Spitzenkappung ein (§ 11 Abs. 2 EnWG). Bei der Bewertung von Netzverstärkungsmaßnahmen wird u.a. der Austausch von Betriebsmitteln durch solche mit höherer Übertragungskapazität geprüft. Ein solcher Austausch müsste dann gewährleisten, dass das Netz den künftigen Versorgungsauftrag zuverlässig erfüllt.

Sollte keiner dieser Ansätze zielführend sein, wird ein Neu- bzw. Ausbau in Betracht gezogen. Solche Maßnahmen sind aufwändig, da ggf. auch die grundsätzliche Netzstruktur verändert werden muss.

Die Netzausbauplanung der Netze Duisburg wurde mit Hilfe von Netzberechnungen, Studien und einer Asset Management Software erstellt. Die folgenden Tabellen beinhalten Bedarfe zum Netzausbau, der Erneuerung, Verstärkung und Optimierung des Netzes; eingeschlossen sind auch altersbedingte Erneuerungen.

Für die genaue Planung der elektrischen Verteilnetze werden grundsätzlich Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen betrachtet. Dabei werden netzauslegungsrelevante Lastflüsse durch Kombination von Einspeisern und Verbrauchern sowie Gleichzeitigkeitsfaktoren berücksichtigt. Zur Kurzschlussberechnung nutzen die Verteilnetzbetreiber die anerkannten Regeln der Technik.

Bei den Netzberechnungen werden ebenfalls die jeweiligen (n-1)-Prinzipien überprüft. Das (n-1)-Prinzip besagt, dass bei einem Ausfall eines technischen Betriebsmittels die weiteren vorhandenen Betriebsmittel in der Lage sind, die Versorgungsaufgaben zu übernehmen.

Die Kurzschluss- und die Lastflussberechnung werden je Szenario berechnet. Hierbei unterscheidet man in der Regel die Szenarien Schwach- und Starklast. Im Starklastszenario wird davon ausgegangen, dass sämtliche volatile Einspeiser (z.B. Windenergie und Photovoltaik) nicht in das Netz einspeisen. Zusätzlich muss davon ausgegangen werden, dass die höchste zu erwartende Bezugsleistung in diesen Zeitraum fällt. Beim Schwachlastszenario wird hingegen eine historisch niedrige Entnahme von Letztverbrauchern mit hoher dezentraler Einspeisung kombiniert.

Hinsichtlich des Netzausbaus sind aktuell keine Verzögerungen bekannt. Diese können jedoch jederzeit auftreten, da die Planung und der Bau von Leitungs- und Stationsmaßnahmen in der geplanten Größenordnung sehr komplex und anspruchsvoll ist.

Typische Verzögerungen oder Projekthindernisse sind:

- Genehmigungsdauern
- Lieferzeiten, Materialverfügbarkeit
- Archäologische Sondierungen und Funde
- Fehlende oder knappe Dienstleisterressourcen
- Fachkräftemangel beim Netzbetreiber oder Fremddienstleistern

3.1. Hochspannung

Wie bereits in Abschnitt 1 erwähnt, ist das Hochspannungsnetz derzeit über zwei Verbundkuppelstellen an das Netz der Amprion angeschlossen. Eine dritte Kuppelstelle ist in Planung, über eine mögliche vierte Kuppelstelle ist man im Austausch mit dem Übertragungsnetzbetreiber. Weitere benötigte Verbundkuppelstellen sind nicht ausgeschlossen und werden eng mit dem Übertragungsnetzbetreiber abgestimmt. Erneuerungen zur bedarfsgerechten Verstärkung von Hochspannungskabelstrecken – mit und ohne Kapazitätserhöhung – sind über das Stadtgebiet verteilt für die nächsten Jahre in Planung. Es findet hier sowohl ein altersbedingter Ersatz statt, der auch mit einer Erhöhung der Übertragungskapazität einhergehen kann, als auch gezielte Maßnahmen, die sich aus der Netzausbauplanung ergeben und der Engpassvermeidung dienen.

Wesentliche Treiber sind die in Abschnitt 2 beschriebenen Zuwächse in der zentralen Wärmeversorgung, sowie der Elektromobilität und dezentralen Wärmepumpen in den unterlagerten Ebenen, welche einen starken Anstieg der gleichzeitigen Jahreshöchstlast im Hochspannungsnetz verursachen. Zur Bewältigung der steigenden Jahreshöchstlast wurden netzdimensionierende Ausbaumaßnahmen bestimmt und in folgender Tabelle dargestellt. Die geplanten Maßnahmen umfassen den Neubau, kapazitätssteigernden Ersatzneubau sowie die Netzoptimierung und -verstärkung bei Hochspannungsleitungen sowie den Umspannwerken zwischen Hoch- und Mittelspannung.

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	0 [UW]	[Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	10 [km]	[Mio. Euro]
	NE 4: HS/MS UW	5 [UW]	[Mio. Euro]
2031 bis 2035 (T+10)	NE 2: HöS/HS UW	0 [UW]	[Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	22 [km]	[Mio. Euro]
	NE 4: HS/MS UW	1 [UW]	[Mio. Euro]
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 2: HöS/HS UW	0 [UW]	[Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	34 [km]	[Mio. Euro]
	NE 4: HS/MS UW	6 [UW]	[Mio. Euro]

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

Darstellung 10: Ausbauplanung Hochspannung

Insgesamt wird ein Ausbaubedarf in Höhe von 344,1 Mio. Euro erwartet. Weitere Informationen finden sich in den Dateien „Netzausbauplan_Maßnahmen“ sowie „NAP_kompakt“ auf www.vnbdigital.de.

3.2. Mittel- bis Niederspannung

Aufgrund des Netzalters werden seit Jahren verstärkt Leitungen erneuert. Dabei finden regelmäßig Kapazitätserhöhungen statt, so dass möglichen Engpässen frühzeitig entgegengewirkt wird und auch zukünftige Zielnetzstrukturen Berücksichtigung finden. Die wesentlichen Treiber für zukünftige Engpässe sind die in Abschnitt 2 beschriebenen Zuwächse der Elektromobilität und dezentralen Wärmepumpen in der unterlagerter Niederspannungsebene. Zur gezielten Engpassvermeidung wurde der Einsatz von Kabeln mit größeren Querschnitten sowie von Transformatoren mit größeren Bemessungsleistungen in mehreren Studien untersucht. Auch die Lastannahmen und Gleichzeitigkeitsfaktoren für neu zu planende Quartiere unter Berücksichtigung der Elektromobilität und Wärmepumpen wurden betrachtet. Die Ergebnisse wurden in die Planungs- und Betriebsgrundsätze aufgenommen und dienen als Planungsgrundlage für die zukünftige Netzplanung.

Die nachfolgende Tabelle stellt die netzdimensionierende Ausbauplanung für die Mittel- bis Niederspannung in drei Zeiträumen bis 2045 dar. Die geplanten Maßnahmen umfassen den Neubau, kapazitätssteigernden Ersatzneubau sowie die Netzoptimierung und -verstärkung bei MS-Leitungen, Umspannwerken (MS/NS UW) und NS-Leitungen. Der größte Handlungs- und Finanzbedarf entsteht in der langfristigen Phase von 2036 bis 2045, in der allein für die Niederspannungsleitungen (NS-Leitungen) ein Ausbaubedarf von 382 Kilometern prognostiziert wird.

Netzdimensionierende Ausbauplanung Mittel- bis Niederspannung

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 5: MS-Leitungen	135 [km]	[Mio. Euro]
	NE 6: MS/NS UW	176 [UW]	[Mio. Euro]
	NE 7: NS-Leitungen	246 [km]	[Mio. Euro]
2031 bis 2035 (T+10)	NE 5: MS-Leitungen	135 [km]	[Mio. Euro]
	NE 6: MS/NS UW	176 [UW]	[Mio. Euro]
	NE 7: NS-Leitungen	210 [km]	[Mio. Euro]
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 5: MS-Leitungen	235 [km]	[Mio. Euro]
	NE 6: MS/NS UW	421 [UW]	[Mio. Euro]
	NE 7: NS-Leitungen	382 [km]	[Mio. Euro]

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

Darstellung 11: Ausbauplanung Mittel- bis Niederspannung

Insgesamt wird ein Ausbaubedarf in Höhe von 550,4 Mio. Euro erwartet. Weitere Informationen finden sich in den Dateien „Netzausbauplan_Maßnahmen“ sowie „NAP_kompakt“ auf www.vnbdigital.de.

4. Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf

(Reiner Ersatz (1:1) / Rückbau)

Die nachfolgende Tabelle zeigt den erwarteten Ausbaubedarf für nicht netzdimensionierende Maßnahmen bis zum Jahr 2045, aufgeteilt in drei Planungszeiträume. Diese Investitionen in Höhe von insgesamt 217,5 Millionen Euro fließen in altersbedingte Ersatzmaßnahmen sowie den notwendigen Rückbau von Netzanlagen.

Nicht netzdimensionierende Ausbauplanung

Zeitraum	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	66,1 [Mio. Euro]
2031 bis 2035 (T+10)	93,6 [Mio. Euro]
2036 bis 2045 (Zielnetz)	57,8 [Mio. Euro]

Reiner Ersatz / Rückbau / Altlastentsorgung

Darstellung 12: Ausbauplanung Ersatz, Rückbau und Altlasten

Weitere Informationen finden sich in den Dateien „Netzausbauplan_Maßnahmen“ sowie „NAP_kompakt“ auf www.vnbdigital.de.

5. Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen

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

Im Rahmen der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen werden zur besseren Ausnutzung der Bestandsnetze Spannungs- und Blindleistungsmanagement eingesetzt. Alle neu anzuschließenden Erzeugungsanlagen beteiligen sich im Rahmen der statischen Spannungshaltung am Spannungs- und Blindleistungsmanagement.

Aufgrund des hohen Kabelanteils im 110-kV Netz der Netze Duisburg besteht ein Überangebot von spannungsanhebender Blindleistung (kapazitive Blindleistung) in Höhe von ca. 120 MVAr. Diese Blindleistung wird durch den induktiven Blindleistungsanteil der Netzlast zum Teil kompensiert. In Schwachlastzeiten ist die Kompensation der kapazitiven Blindleistung mit Ladestromstromspulen möglich. Diese können je nach Bedarf zugeschaltet werden. Im 110-kV Netz der Netze Duisburg sind ca. 85 MVAr spannungssenkende (induktive Blindleistung) installiert. Darüber hinaus findet auch ein Blindleistungsaustausch im Rahmen der vertraglich festgelegten Vereinbarungen über die Kuppelstellen des vorgelagerten Netzbetreibers statt.

Im Netz der Netze Duisburg gibt es aus den oben genannten Erläuterungen zurzeit keinen ungedeckten Blindleistungsbedarf. Die künftige Entwicklung des ungedeckten Blindleistungsbedarfes ist derzeit kaum abschätzbar.

6. Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG

§ 14d Abs. 4 Satz 1 Nr. 7 EnWG

Im Netzgebiet der Netze Duisburg GmbH wird das Instrument der Spitzenkappung zurzeit nicht verwendet. Ein zukünftiger Einsatz der Spitzenkappung ist ebenfalls nicht vorgesehen, da es keine Windkraftanlagen im Duisburger Versorgungsgebiet gibt und der Anteil an PV- Anlagen nur gering ist.

7. Stellungnahmen

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

Anhang 1: Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Darstellung 1: Netzkarte Hochspannung (als eine Engpassregion zu betrachten) 5
Darstellung 2: Netzkarte Hochspannung inkl. Maßnahmen 6
Darstellung 3: Mittelspannungsnetz mit potenziellen Engpassregionen 2045 7
Darstellung 4: Mittelspannungsnetz mit geplanten Maßnahmen für das Jahr T+5 8
Darstellung 5: Regionalszenario 2025 10
Darstellung 6: Regionalszenario Aufteilung Bestand 11
Darstellung 7: Regionalszenario Aufteilung 2030 (T+5) 12
Darstellung 8: Regionalszenario Aufteilung 2035 (T+10) 13
Darstellung 9: Regionalszenario Aufteilung 2045 14
Darstellung 10: Ausbauplanung Hochspannung 16
Darstellung 11: Ausbauplanung Mittel- bis Niederspannung 17
Darstellung 12: Ausbauplanung Ersatz, Rückbau und Altlasten 18

Anhang 2: Verweis auf weitere Veröffentlichungen

Auf www.vnbdigital.de befinden sich ergänzend zu diesem Bericht ein Datenblatt der Ausbauzahlen und ein Maßnahmenplan in maschinenlesbarer Form.