# Netzausbauplan

## gemäß § 14d Energiewirtschaftsgesetz

**NGN NETZGESELLSCHAFT NIEDERRHEIN MBH**

**St. Töniser Straße 126**

**47804 Krefeld**

Stand: 31.10.2026

# Impressum

Herausgeberin

NGN NETZGESELLSCHAFT NIEDERRHEIN MBH
St. Töniser Str. 126
47804 Krefeld
Tel.: +49 2151 98 3000
Fax: +49 2151 98 3001
E-Mail: info@ngn-mbh.de

Stand der Einreichung: 31.10.2026

# Inhaltsverzeichnis


1 Einleitung ..... 5
1.1 Beschreibung der aktuellen Versorgungsaufgabe ..... 5
1.2 Besonderheiten des eigenen Versorgungsgebietes ..... 5
1.3 Netzkarten ..... 7
2 Planungsgrundlagen ..... 9
2.1 Regionalszenario 2025 der Planungsregion West ..... 9
2.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe ..... 10
2.2.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025 ..... 10
2.2.2 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5 ..... 12
2.2.3 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10 ..... 13
2.2.4 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045 ..... 14
3 Netzdimensionierende Netzausbauplanung ..... 15
3.1 Hochspannung ..... 15
3.2 Mittel- bis Niederspannung ..... 17
4 Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf ..... 18
5 Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen ..... 19
6 Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG ..... 20
7 Stellungnahmen ..... 21

# Abkürzungsverzeichnis

| | |
|---|---|
| BDEW | BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. |
| EGK | Entsorgungsgesellschaft Krefeld GmbH & Co. KG |
| EnLAG | Energieleitungsausbaugesetzes |
| EnWG | Energiewirtschaftsgesetz |
| GHD | Gewerbe, Handel, Dienstleitungen |
| HöS | Höchstspannung |
| HS | Hochspannung |
| MS | Mittelspannung |
| NAP | Netzausbauplan |
| NE | Netzebene |
| NGN | Netzgesellschaft Niederrhein mbH, Netzgesellschaft Niederrhein mbH |
| NS | Niederspannung |
| SA | Schaltanlage |
| UW | Umspannwerk (Netzeben 2 oder 4) |
| VNB | Verteilnetzbetreiber |

# 1 Einleitung

Gemäß des § 14d des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sind alle Netzbetreiber mit mehr als 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden von der Pflicht zur Veröffentlichung eines Netzausbauplans (NAP) betroffen. Die nachfolgend beschriebenen Netzbereiche der NGN NETZGESELLSCHAFT NIEDERRHEIN MBH (NGN) sind der Planungsregion West zuzuordnen.

Der nachfolgende NAP der NGN orientiert sich an dem Entwurf zur Umsetzung des Netzausbauplans nach §14d des Energiewirtschaftsgesetz vom BDEW vom August 2026.

## 1.1 Beschreibung der aktuellen Versorgungsaufgabe

Über das Stromnetz der NGN werden die Städte Krefeld und Straelen sowie die Gemeinde Wachtendonk versorgt. Dazu bestehet ein Netzverknüpfungspunkt zum überlagerten 220 kV-Höchstspannungsnetz (HöS-Netz) der Amprion GmbH in Gellep, sowie zwei Netzverknüpfungspunkte aus dem 110 kV-Hochspannungsnetz (HS-Netz) der Westnetz GmbH am Benrader Feld und in Straelen. Im nachgelagerten, eigenen 110 kV-Netz wird mit einer Gesamtleistung von 640 MVA die Verteilnetzebene gespeist. Für die weitere Verteilung im gesamten Versorgungsgebiet sind 1.086 Ortsnetz- und 461 kundeneigene Transformatorenstationen in Betrieb.

Die Ortsnetz- sowie die kundeneigenen Transformatorenstationen beziehen über 1.000 km Mittelspannungsleitungen (970 km Kabel und 30 km Freileitungen) ihre elektrische Energie aus den Umspannwerken (UW). Ca. 3.200 km Niederspannungsleitungen (3.183 km Kabel und 22 km Freileitungen) sorgen dafür, dass der Strom bei rund 200.000 Entnahmestellen in der Niederspannung (NS) jederzeit zur Verfügung steht.

## 1.2 Besonderheiten des eigenen Versorgungsgebietes

Krefeld stellt ein städtisches und damit lastgetriebenes Versorgungsgebiet dar. Das Mittelspannungsnetz (MS-Netz) wird mit einer Nennspannung von 10 kV betrieben. Typisch für das Versorgungsgebiet ist u. a. eine räumlich enge Wohnbebauung insbesondere im innerstädtischen Bereich, als auch die Ansiedlung von Unternehmen aus den Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleitungen (GHD) und Industrie.

Im Bereich von Straelen und Wachtendonk handelt es sich – im Gegensatz zu Krefeld – um stark ländlich geprägte Regionen. So beträgt die Einwohnerdichte in Straelen ca. 221 und in Wachtendonk 171 Einwohner pro km² und liegt damit weit unterhalb der von Krefeld mit ca. 1.658 Einwohner pro km². Bereits heute übersteigt die maximale gleichzeitige Rückspeisung den maximalen gleichzeitigen Leistungsbezug deutlich. Prägend für diese Region sind Windkraftanlagen mit Leistungen im Bereich von 4 bis 7 MW, als auch die landwirtschaftliche Nutzung umliegender Bereiche. Das MS-Netz wird mit einer Nennspannung von 25 kV und 10 kV betrieben.

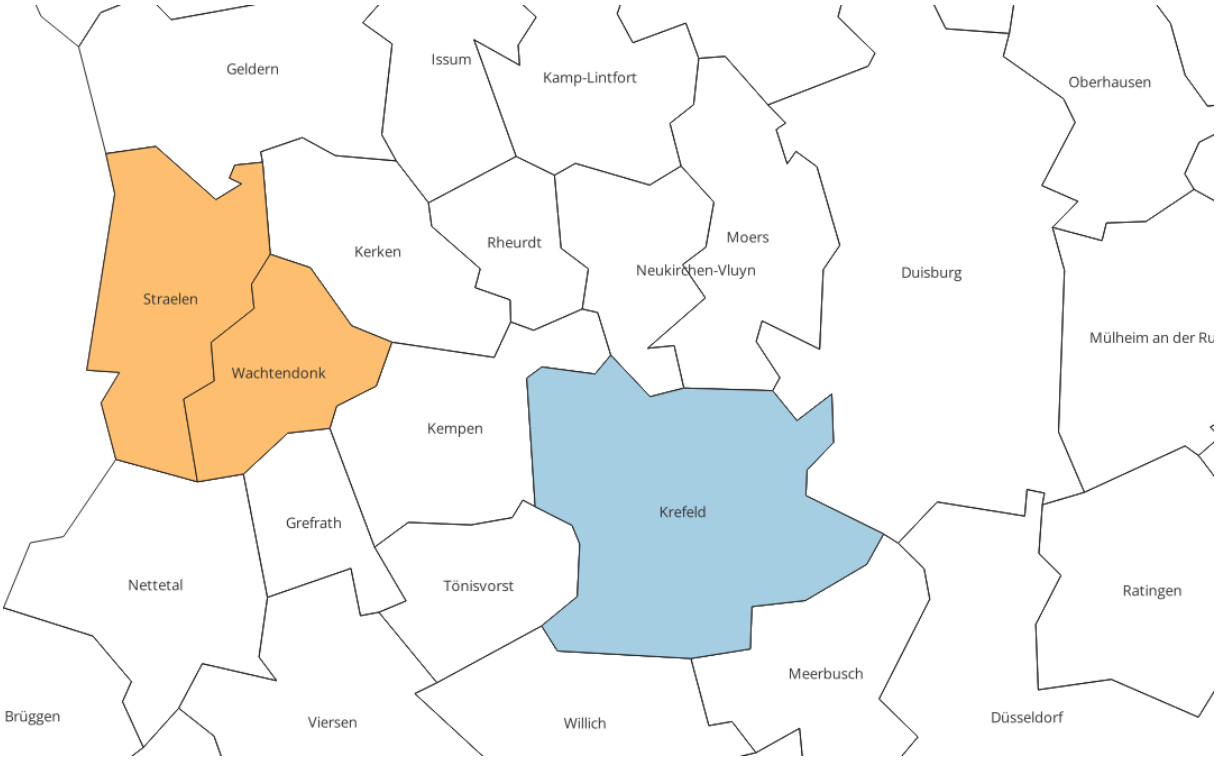



*Abbildung 1: Netzkarte der beiden Teilnetzgebiete Krefeld (in blau hervorgehoben) und Straelen/Wachtendonk (in orange hervorgehoben)*

## 1.3 Netzkarten

Zu beachten ist, dass die geplanten Leitungsverbindungen (Kabel, Freileitung) als auch die UW in den nachfolgenden Netzkarten geografisch nur grob verortet sind und nicht koordinatenscharf dargestellt sind. Ein direkter Rückschluss auf genaue Leitungstrassen und Standorte von UW ist somit nicht möglich.

### Netzausbaukarten von Höchst-/Hochspannung bis Mittelspannung

In den Abbildung 2 und Abbildung 3 sind die Maßnahmen für den Zeitraum bis 2030 bzw. bis 2035 für die Spannungseben Höchs-/Hochspannung bis Mittelspannung dargestellt. Im aktuellen Netz bestehen keine Engpassregionen.

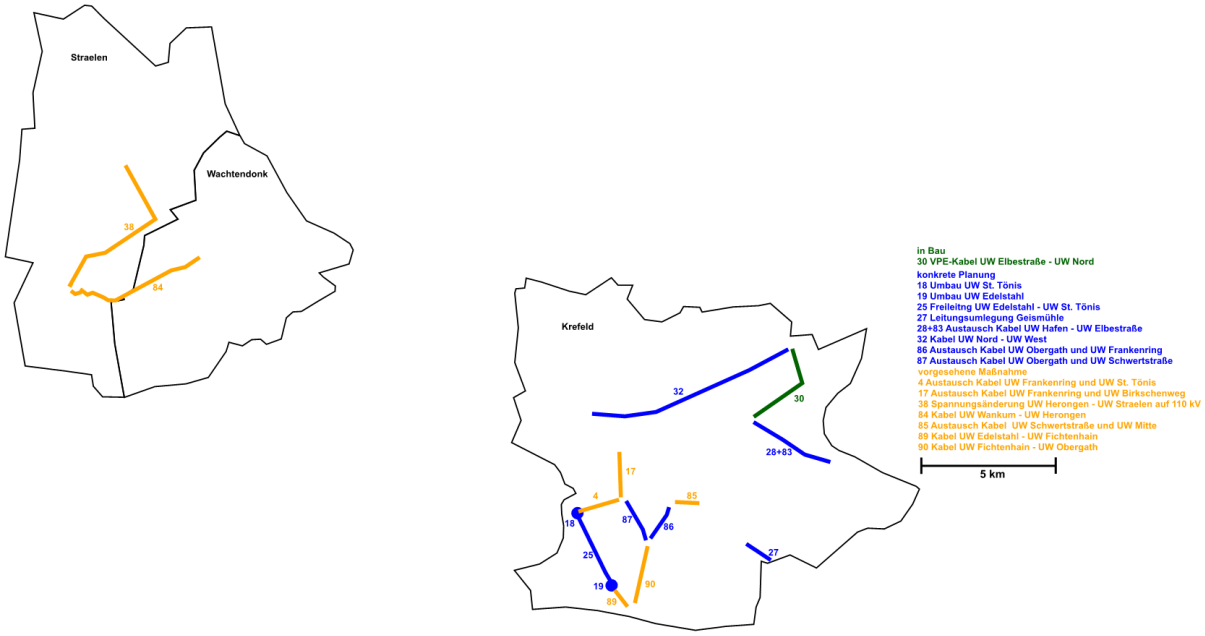



*Abbildung 2: Übersicht Maßnahmen der Umspannebene HöS/HS sowie des HS-Netzes der Teilnetzgebiete Krefeld und Straelen/Wachtendonk für den Zeitraum bis 2035 (T+5 und T+10)*

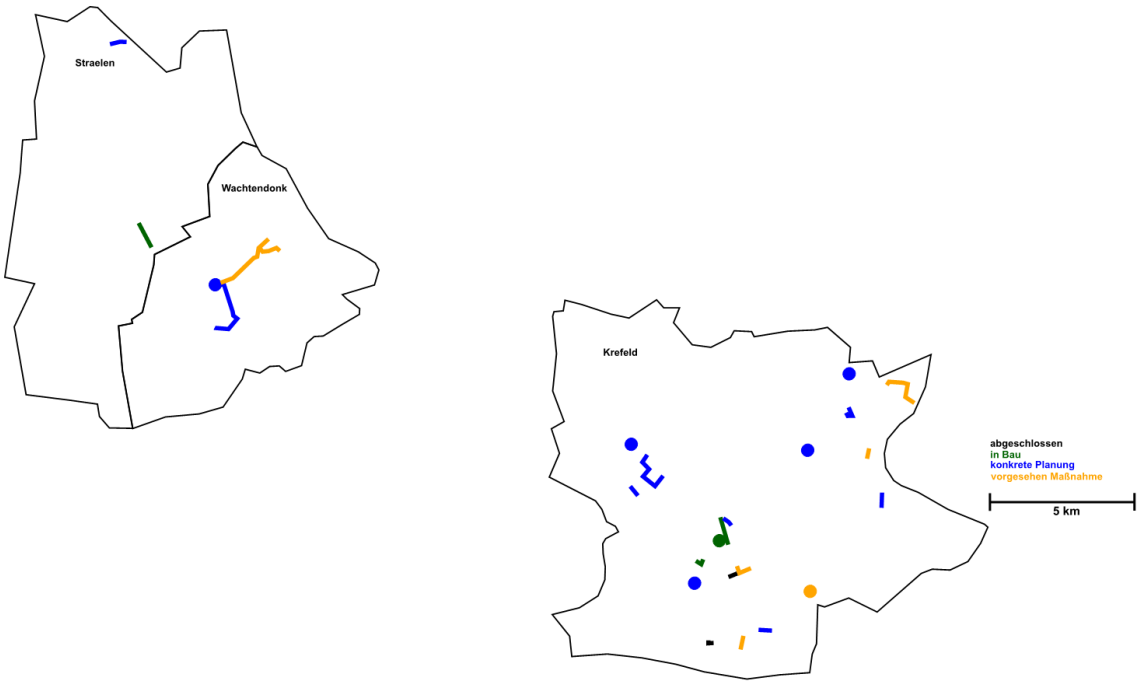



*Abbildung 3: Übersicht Maßnahmen der Umspannebene HS/MS sowie des MS-Netzes der Teilnetzgebiete Krefeld und Straelen/Wachtendonk für den Zeitraum bis 2030 (T+5)*

# 2 Planungsgrundlagen

Zur Abstimmung der Netzausbauplanung kommen die Stromverteilnetzbetreiber in sechs Planungsregionen zusammen und veröffentlichen für jede Planungsregion alle zwei Jahre ein Regionalszenario auf VNBdigital. Die Prognosen zu Erzeugung und Verbrauch im Regionalszenario bilden die gemeinsame Grundlage für die Netzausbaupläne der einzelnen Netzbetreiber. Dieser vorliegende Netzausbauplan basiert auf dem Regionalszenario der Planungsregion West aus 2025.

## 2.1 Regionalszenario 2025 der Planungsregion West

Die in der nachfolgenden Tabelle 1 dargestellten Werte bilden die für das eigene Versorgungsgebiet aus dem Regionalszenario 2025 der Planungsregion West abgeleiteten Entwicklungen von Erzeugung, Verbrauch und Speichern ab. Ausgehend vom Bestand 2024 werden die erwarteten Leistungen für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045 ausgewiesen.

Das Regionalszenario zeigt einen deutlichen Anstieg der Leistungen von insgesamt 538 MW im Jahr 2024 auf 1.339 MW im Jahr 2030, 1.614 MW im Jahr 2035 und 2.952 MW im Jahr 2045. Wesentliche Treiber sind auf der Erzeugungsseite insbesondere der Ausbau der Photovoltaik auf und an Gebäuden, der Freiflächen-Photovoltaik sowie der Windenergie an Land. Gleichzeitig gewinnt auf der Verbrauchsseite vor allem die Elektrifizierung an Bedeutung. Hervorzuheben sind Elektromobilität, Wärmepumpen, zentrale Wärmelösungen sowie Stand-alone-Rechenzentren.

Darüber hinaus wird eine erhebliche Zunahme der Speicherleistung angenommen. Für 2045 werden 167 MW Kleinbatteriespeicher und 200 MW Großbatteriespeicher angesetzt. Demgegenüber reduziert sich die Leistung konventioneller Kraftwerke von 101 MW im Bestand auf 34 MW im Jahr 2045. Insgesamt verdeutlicht das Regionalszenario damit den zunehmenden Einfluss von dezentraler erneuerbarer Erzeugung, Elektrifizierung neuer Verbrauchsanwendungen und Speichern auf die zukünftigen Anforderungen an das Versorgungsnetz.

*Tabelle 1: Regionalszenario 2025 der Planungsregion West*

**Regionalszenario 2025 der Planungsregion West**
Auf das Versorgungsgebiet der NGN entfallende Leistung in MW

| | Bestand (2024) | 2030 | 2035 | 2045 |
|---|---|---|---|---|
| Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp) | 125,5 | 274,2 | 397,2 | 612,0 |
| Photovoltaik Freifläche (MWp) | 0,0 | 14,5 | 42,9 | 115,4 |
| Windenergie an Land | 61,0 | 135,1 | 135,1 | 214,9 |
| Sonstige erneuerbare Erzeugung | 15,0 | 14,0 | 10,5 | 6,0 |
| Konventionelle Kraftwerke | 100,9 | 95,3 | 78,5 | 34,4 |
| Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen) | 11,6 | 92,3 | 142,2 | 321,4 |
| Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 140,0 |
| Elektromobilität | 26,6 | 223,6 | 369,7 | 759,0 |
| Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft) | 173,2 | 190,0 | 195,0 | 321,8 |
| Stand-alone Rechenzentren | 0,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| Elektrolyseure | 0,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 |
| Kleinbatteriespeicher (< 1 MW) | 24,6 | 40,2 | 98,3 | 167,0 |
| Großbatteriespeicher (ab 1 MW) | 0,0 | 200,0 | 200,0 | 200,0 |
| Pumpspeicher | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Gesamt: | 538,4 | 1.339,2 | 1.613,9 | 2.951,9 |

## 2.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe

In den nachfolgenden Abschnitten wird die aktuelle sowie die zukünftig zu erwartende Versorgungsaufgabe bis zum Jahr 2045 dargestellt und beschrieben.

### 2.2.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025

Die aktuelle Versorgungsaufgabe wird in der Hochspannung und Umspannung HS/MS insbesondere durch konventionelle Lasten, Erzeugungsanlagen und Batteriespeicher geprägt. In der Mittelspannung bestimmen neben der konventionellen Last vor allem Windenergie, Photovoltaik und weitere dezentrale Erzeugungsanlagen die Netzsituation.

In der Niederspannung sind konventionelle Lasten und Photovoltaik die wesentlichen Treiber. Zunehmend relevant sind zudem Elektromobilität, Wärmepumpen und Batteriespeicher. Insgesamt zeigt sich bereits heute eine zunehmende Prägung der Verteilnetze durch dezentrale Erzeugung und neue Verbrauchsanwendungen.

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

**Aktuelle Versorgungsaufgabe**
Aufteilung der Bestandswerte 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 | 0,0 | 0,3 | 33,2 | 2,0 | 90,0 |
| Photovoltaik Freifläche (MWp) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Windenergie an Land | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 61,0 | 0,0 | 0,0 |
| Sonstige erneuerbare Erzeugung | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 14,4 | 0,3 | 0,4 |
| Konventionelle Kraftwerke | 0,0 | 40,5 | 36,3 | 21,2 | 0,1 | 2,8 |
| Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 9,9 |
| Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Elektromobilität | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,4 | 0,3 | 21,0 |
| Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft) | 0,0 | 26,6 | 32,0 | 73,2 | 4,8 | 115,3 |
| 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 | 24,6 |
| 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 | 67,1 | 68,5 | 208,4 | 7,4 | 264,1 |

### 2.2.2 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5

Die zukünftige Versorgungsaufgabe bis zum Jahr 2030 wird maßgeblich durch steigende Bezugsleistung in allen Netzebenen geprägt. Während die höchsten Lasten aus nachgelagerten Netzebenen in der Hoch- und Umspannebene auftreten, konzentriert sich die dezentrale Einspeisung insbesondere auf die Mittel- und Niederspannungsebene. Daraus ergeben sich erhöhte Anforderungen an die Übertragungskapazitäten sowie an die Aufnahme erneuerbarer Erzeugungsleistungen.

| | zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2030 (T+5) | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Planungsrelevante **Bezug**sleistung durch angeschlossene **Verbraucher** | Planungsrelevante **Bezug**sleistung durch **eigene** und **fremde** nachgelagerte Netzebenen | Planungsrelevante **Einspeise**leistung durch angeschlossene Erzeuger | Planungsrelevante **Einspeise**leistung durch **eigene** und **fremde** nachgelagerte Netzebenen |
| | **in MW** | **in MW** | **in MW** | **in MW** |
| **UW Höchst- auf Hochspannung** | | | | |
| **Hochspannung** | 12,8 | 317,3 | 0,8 | 0,0 |
| **UW Hoch- auf Mittelspannung** | 62,5 | 274,9 | 14,2 | 0,0 |
| **Mittelspannung** | 214,3 | 104,9 | 41,4 | 0,0 |
| **UW Mittel auf Niederspannung** | 3,8 | 100,1 | 0,0 | 0,0 |
| **Niederspannung** | 97,3 | | 28,1 | |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **UW Höchst- auf Hochspannung** | | | | |
| **Hochspannung** | 0,0 | 23,6 | 0,0 | 0,0 |
| **UW Hoch- auf Mittelspannung** | 2,3 | 13,5 | 0,0 | 161,3 |
| **Mittelspannung** | 15,0 | 12,9 | 134,5 | 34,4 |
| **UW Mittel auf Niederspannung** | 0,4 | 10,7 | 0,3 | 34,5 |
| **Niederspannung** | 13,2 | | 42,3 | |

*Abbildung 4: Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5*

### 2.2.3 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10

Bis 2035 setzt sich der deutliche Anstieg der Versorgungsaufgabe fort. Insbesondere in der Mittel- und Umspannebene steigen sowohl die Bezugsleistungen durch Verbraucher und nachgelagerte Netze als auch die Einspeisungen aus dezentralen Erzeugungsanlagen, was die zunehmende Elektrifizierung und den Ausbau erneuerbarer Energien im Netzgebiet widerspiegelt.

| | zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2035 (T+10) | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Planungsrelevante Bezugsleistung durch angeschlossene **Verbraucher** | Planungsrelevante Bezugsleistung durch **eigene** und **fremde** nachgelagerte Netzebenen | Planungsrelevante Einspeiseleistung durch angeschlossene Erzeuger | Planungsrelevante Einspeiseleistung durch **eigene** und **fremde** nachgelagerte Netzebenen |
| | **in MW** | **in MW** | **in MW** | **in MW** |
| **UW Höchst- auf Hochspannung** | | | | |
| **Hochspannung** | 18,3 | 399,3 | 0,6 | 0,0 |
| **UW Hoch- auf Mittelspannung** | 124,8 | 182,3 | 11,6 | 0,0 |
| **Mittelspannung** | 257,3 | 100,4 | 55,6 | 0,0 |
| **UW Mittel auf Niederspannung** | 95,2 | 79,4 | 0,0 | 0,0 |
| **Niederspannung** | 96,4 | | 41,3 | |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **UW Höchst- auf Hochspannung** | | | | |
| **Hochspannung** | 0,0 | 38,8 | 0,0 | 0,0 |
| **UW Hoch- auf Mittelspannung** | 9,9 | 23,6 | 0,0 | 190,0 |
| **Mittelspannung** | 19,3 | 13,7 | 161,7 | 38,1 |
| **UW Mittel auf Niederspannung** | 10,7 | 10,8 | 0,3 | 44,7 |
| **Niederspannung** | 13,9 | | 53,0 | |

*Abbildung 5: Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10*

### 2.2.4 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045

Insbesondere die stark steigenden Bezugsleistungen in der Mittel- und Hochspannungsebene sowie die deutlich zunehmenden Einspeisungen aus Erzeugungsanlagen und nachgelagerten Netzebenen verdeutlichen den erheblichen Netzausbaubedarf infolge der fortschreitenden Elektrifizierung und des Ausbaus erneuerbarer Energien.

| | zukünftige Versorgungsaufgabe zum 31.12.2045 | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Planungsrelevante **Bezug**sleistung durch angeschlossene **Verbraucher** | Planungsrelevante **Bezug**sleistung durch **eigene** und **fremde** nachgelagerte Netzebenen | Planungsrelevante **Einspeise**leistung durch angeschlossene Erzeuger | Planungsrelevante **Einspeise**leistung durch **eigene** und **fremde** nachgelagerte Netzebenen |
| | **in MW** | **in MW** | **in MW** | **in MW** |
| **UW Höchst. auf Hochspannung** | | | | |
| **Hochspannung** | 31,5 | 990,9 | 0,3 | 0,0 |
| **UW Hoch- auf Mittelspannung** | 295,0 | 269,0 | 4,8 | 0,0 |
| **Mittelspannung** | 788,7 | 112,9 | 93,9 | 0,0 |
| **UW Mittel auf Niederspannung** | 164,4 | 79,9 | 0,0 | 0,0 |
| **Niederspannung** | 102,5 | | 61,3 | |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **UW Höchst. auf Hochspannung** | | | | |
| **Hochspannung** | 0,0 | 90,2 | 0,0 | 0,0 |
| **UW Hoch- auf Mittelspannung** | 9,9 | 25,7 | 0,0 | 288,1 |
| **Mittelspannung** | 74,8 | 14,9 | 278,6 | 47,5 |
| **UW Mittel auf Niederspannung** | 10,7 | 10,8 | 0,3 | 54,3 |
| **Niederspannung** | 14,6 | | 63,4 | |

*Abbildung 6: Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045*

# 3 Netzdimensionierende Netzausbauplanung

Der Bedarf an Maßnahmen je Netzebene wurde unter Berücksichtigung einer veränderten Versorgungsaufgabe aus dem Regionalszenario, auslegungsrelevanter Betriebspunkte und unter Einhaltung technischer Grenzwerte ermittelt.

Die für die Engpassvermeidung erforderlichen Neubau-, Ersatzneubau- sowie Netzoptimierung- und verstärkungsmaßnahmen und die damit verbundenen geschätzten Kosten je Zeitraum werden in der Tabelle im Anhang zusammenfassend dargestellt. Unterschieden wird in Leitungsmaßnahmen (Kabel und Freileitungen) und Anlagenstandorte.

## 3.1 Hochspannung

Krefeld

Zur Vermeidung der prognostizierten Engpassregionen im HS- und MS-Netz in Krefeld in Folge der steigenden Versorgungsaufgabe ist es notwendig, das bestehende 110 kV Netz bereits in den nächsten fünf bzw. zehn Jahren erheblich zu erweitern und zu verstärken. Dies umfasst die Errichtung von insgesamt vier neuen UW als auch einen 110 kV Ringschluss im Norden von Krefeld, um diese leistungsgerecht anbinden zu können. Die beiden zusätzlich vorgesehenen UW Nord und UW Geismühle dienen vor allem dem Anschluss von zusätzlichen bzw. leistungsstärkerer Lasten und Einspeisern.

Weiterhin plant die Amprion GmbH im Zuge der Netzausbaumaßnahmen gemäß EnLAG 14 die Errichtung eines neuen 380 kV UW im Bereich St. Tönis. Im Zuge dieses Vorhabens errichtet die NGN eine in räumlicher Nähe gelegene 110 kV Anlage, wodurch der bisherige 110 kV-Einspeisepunkt in dem UW St. Tönis gegen eine Trafoableitung aus der 380 kV Spannungsebene aus dem Einspeisepunkt in dem UW Edelstahl ersetzt wird. Die Anbindung des UW Edelstahl (110 kV) soll zunächst an das bestehende UW St. Tönis erfolgen, um eine zügige Umsetzung der Gesamtmaßnahme zu ermöglichen und Abhängigkeiten zu anderen Maßnahmen zu vermeiden bzw. zu reduzieren.
Das geplante UW West dient einerseits dem Anschluss von Verbrauchern mit zukünftig zu erwartendem höheren Leistungsbedarf sowie den Anschluss eines kundeninternen Batteriespeichers und andererseits der Weiterverteilung des Leistungsflusses innerhalb Krefelds.

Im Zuge der voran gestellten geplanten Maßnahmen ergibt sich auch die Notwendigkeit zur Erweiterung oder Erneuerung von bestehenden UW (UW Elbestr., UW Hüls) und den Zubau/Erneuerung von Querverbindungen.

Straelen/Wachtendonk

In den kommenden Jahren ist in Folge einer deutlich steigenden Einspeiseleistung im Bereich Straelen/Wachtendonk von Netzengpässen auszugehen. Um diesen Vorzubeugen ist es erforderlich, eine Vielzahl von Netzausbaumaßnahmen innerhalb der kommenden Jahre umzusetzen.

Im Bereich Wankum wird neue UW Wachtendonk errichtet. Dieses dient zur Aufnahme steigender Einspeiseleistung in Wachtendonk sowie um den steigenden Leistungsbedarf aus den angrenzenden Wohn- und Gewerbegebieten zu decken sowie die Leistung für E-PKW- und E-LKW-Ladung bereitzustellen.

Weitere Maßnahmen in Straelen/Wachtendonk umfassen den Aufbau eines NGN-eigenen 110 kV-Netzes mit dem Umbau des UW Herongen, die Übernahme des UW Straelen von der Westnetz GmbH und die Spannungserhöhung von 25/30 kV auf 110 kV der bestehenden Leitungsverbindung zwischen den UW Herongen und UW Straelen.

In der Abbildung 2 sind die im Bau befindliche, die konkret geplanten und die vorgesehenen Maßnahmen in der Spannungsebene HöS/HS und HS-Netz für den Zeitraum bis 2035 grafisch dargestellt.

Hinweis: Die Umspannwerke (HS/MS) für den Zeitraum bis 2030 (T+5) sind in Abbildung 3 dargestellt.

In Tabelle 3 sind die geschätzten Mengen und Kosten für den Netzausbau bis 2045 für die Höchst- auf Hochspannung, Hochspannung sowie Hoch- auf Mittelspannung dargestellt. Die Mengen und Kosten werden in drei Zeiträume – 2025 bis 2030, 2031 bis 2035 und 2036 bis 2045 – unterteilt.

*Tabelle 3: Übersicht der geschätzten Mengen und Kosten bis 2045 für die Höchst- auf Hochspannung, Hochspannung sowie Hoch- auf 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 | 1 [UW] | 8 [Mio. Euro] |
| | NE 3: HS-Leitungen | 20 [km] | 28,9 [Mio. Euro] |
| | NE 4: HS/MS UW | 5 [UW] | 35,5 [Mio. Euro] |
| **2031 bis 2035 (T+10)** | NE 2: HöS/HS UW | - [UW] | - [Mio. Euro] |
| | NE 3: HS-Leitungen | 21 [km] | 36,4 [Mio. Euro] |
| | NE 4: HS/MS UW | 3 [UW] | 26,5 [Mio. Euro] |
| **2036 bis 2045 (Zielnetz)** | NE 2: HöS/HS UW | - [UW] | - [Mio. Euro] |
| | NE 3: HS-Leitungen | 15 [km] | 30 [Mio. Euro] |
| | NE 4: HS/MS UW | 3 [UW] | 24 [Mio. Euro] |

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

## 3.2 Mittel- bis Niederspannung

Maßnahmen im Zeitraum T+5

Die erforderlichen Maßnahmen in der Hoch-/Mittelspannung sowie Mittelspannung für den Zeitraum T+5 werden in Abbildung 3 in einer Netzkarte für die beiden Teilnetzgebiete abgebildet. Ersichtlich ist, dass in beiden Teilnetzgebieten Maßnahmen vorgesehen sind.

Maßnahmen im Zeitraum T+10

Maßnahmen in diesem Zeitraum umfassen insbesondere den Ersatz bzw. Ersatzneubau von Leitungen mit geringem Leiterquerschnitt gegen Leitungen mit größerem Querschnitt und damit höherer Übertragungsleistung. Ebenso wird die Erschließung von Neubaugebieten und damit einhergehende zusätzliche Leitungsmaßnahmen berücksichtigt. Bei den Stationen werden insgesamt 150 Maßnahmen vorgesehen, wobei ein Großteil dem Ersatzneubau mit einer Erhöhung der Übertragungskapazität zuzuordnen ist.

Maßnahmen im Zeitraum zwischen 2036 bis 2045

Ein großer Teil der vorgesehenen Maßnahmen im Mittelspannungs- sowie Niederspannungsnetz fällt in den Zeitraum zwischen 2036 und 2045. Gründe liegen hierfür in der steigenden Versorgungsaufgabe und damit erforderliche (flächendeckende) Verstärkungsmaßnahmen.

In Tabelle 4 sind die entsprechenden Mengen und Kosten für die zuvor beschriebenen Maßnahmen bis 2045 für die Mittel, Mittel- auf Nieder- sowie Niederspannung dargestellt. Die Mengen und Kosten werden in drei Zeiträume – 2025 bis 2030, 2031 bis 2035 und 2036 bis 2045 – unterteilt.

*Tabelle 4: Übersicht der geschätzten Mengen und Kosten bis 2045 für die Mittelspannung, Mittel- auf Niederspannung sowie Niederspannung*

**Netzdimensionierende Ausbauplanung Mittel- bis Niederspannung**

| Zeitraum | Maßnahme | geschätzte Menge | erwarteter Ausbaubedarf |
|---|---|---|---|
| **2025 bis 2030 (T+5)** | NE 5: MS-Leitungen | 17 [km] | 9,8 [Mio. Euro] |
| | NE 6: MS/NS UW | 14 [UW] | 1,2 [Mio. Euro] |
| | NE 7: NS-Leitungen | 22 [km] | 8,8 [Mio. Euro] |
| **2031 bis 2035 (T+10)** | NE 5: MS-Leitungen | 56 [km] | 27,7 [Mio. Euro] |
| | NE 6: MS/NS UW | 140 [UW] | 12,5 [Mio. Euro] |
| | NE 7: NS-Leitungen | 52 [km] | 17,8 [Mio. Euro] |
| **2036 bis 2045 (Zielnetz)** | NE 5: MS-Leitungen | 53 [km] | 26,9 [Mio. Euro] |
| | NE 6: MS/NS UW | 140 [UW] | 14,5 [Mio. Euro] |
| | NE 7: NS-Leitungen | 68 [km] | 29,1 [Mio. Euro] |

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

# 4 Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf

Neben den im Kapitel 3 beschriebenen Maßnahmen, die u.a. aufgrund von Leistungserhöhung oder Änderung des Verbrauchsverhalten durchgeführt werden, gibt es auch Maßnahmen im Zeitraum 2025 bis 2045, die nicht unter dieser Kategorie fallen.

Zu den nicht netzdimensionierenden Maßnahmen fällt der reine Ersatz vorhandener Betriebsmittel, die Aufgrund ihres Zustandes bzw. Altes erneuert werden müssen. Neben Ersatzmaßnahmen fallen auch Rückbaumaßnahmen in dieser Kategorie, welche eine untergeordnete Rolle in den in Tabelle 5 aufgeführten Kosten darstellt.

*Tabelle 5: Übersicht der geschätzten Mengen und Kosten bis 2045 für die nicht netzdimensionierende Maßnahmen über alle Spannungsebenen*

## Nicht netzdimensionierende Ausbauplanung

| Zeitraum | erwarteter Ausbaubedarf |
|---|---|
| **2025 bis 2030 (T+5)** | 21,5 [Mio. Euro] |
| **2031 bis 2035 (T+10)** | 36,5 [Mio. Euro] |
| **2036 bis 2045 (Zielnetz)** | 100,1 [Mio. Euro] |

Reiner Ersatz / Rückbau / Altlastentsorgung

# 5 Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen

Systemdienstleistungen sichern den Systembetrieb der Stromversorgung. Die Netzbetreiber sind für die Systemdienstleitungen verantwortlich. Damit eine sichere Stromversorgung gewährleistet ist, müssen Frequenz, Spannung und Leistungsbelastung innerhalb bestimmter Grenzwerte bleiben. Dies geschieht nicht automatisch, sondern durch kontinuierliche Korrekturen mittels der Systemdienstleistungen.

Ein Großteil des NGN Verteilnetzes wird im Rahmen des Rollouts digitaler Ortsnetzstationen modernisiert, um effizienter zu werden und von Synergieeffekten zu profitieren. Ziel ist es, Technologien, die heute verbaut werden, darauf auszulegen, dass sie uns auf die Herausforderungen von morgen besser vorbereiten. So liefert bereits heute ein Großteil des Verteilnetzes der NGN Messdaten, die für eine Vielzahl von Auswertungen herangezogen werden können. Ziel ist es, den Fachanwendern mehr und aufbereitete Informationen über das Verteilnetz zukommen zu lassen. Die Effizienz und Leistungsfähigkeit des Netzes sollen so signifikant erhöht werden. Die Technik und die Prozesse werden laufend optimiert.

Tabelle 6 zeigt den (erwarteten) nicht gedeckten Blindleistungsbedarf im Ist-Zustand und für die Jahre 2030, 2035 und 2045. Aktuell sowie zukünftig wird angenommen, dass Blindleistung in ausreichender Menge erbracht wird, u. a. durch die Beteiligung von Einspeiseanlagen und Speichern an der statischen Spannungshaltung und es zu keinem Zeitpunkt zu einer Unterdeckung kommt.

*Tabelle 6: Angabe des marktlich zu beschaffenden Blindleistungsbedarfs*

| | | **nicht gedeckter Blindleistungs-bedarf zum 31.12.2025 [in Mvar]** | **erwarteter nicht gedeckter Blindleistungs-bedarf zum 31.12.2030 [in Mvar]** | **erwarteter nicht gedeckter Blindleistungs-bedarf zum 31.12.2035 [in Mvar]** | **erwarteter nicht gedeckter Blindleistungs-bedarf Zielnetz 2045 [in Mvar]** |
|---|---|---|---|---|---|
| **Krefeld** | **Spannungs-hebende Blindleistung** | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | **Spannungs-senkende Blindleistung** | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Straelen/ Wachten-donk** | **Spannungs-hebende Blindleistung** | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | **Spannungs-senkende Blindleistung** | 0 | 0 | 0 | 0 |

# 6 Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG

Eine Spitzenkappung wird derzeit nicht von der NGN umgesetzt.

# 7 Stellungnahmen

Vom 02. November 2026 bis einschließlich 30. November 2026 besteht auf VNBdigital die Möglichkeit, eine Stellungnahme zum vorliegenden Netzausbauplan (Link: NAP_NGN_2026) einzureichen. Wir behalten uns das Recht vor, sachfremde oder unangemessene Stellungnahmen nicht zu veröffentlichen.

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Netzkarte der beiden Teilnetzgebiete Krefeld (in blau hervorgehoben) und Straelen/Wachtendonk (in orange hervorgehoben) ..... 6

Abbildung 2: Übersicht Maßnahmen der Umspannebene HöS/HS sowie des HS-Netzes der Teilnetzgebiete Krefeld und Straelen/Wachtendonk für den Zeitraum bis 2035 (T+5 und T+10) ..... 7

Abbildung 3: Übersicht Maßnahmen der Umspannebene HS/MS sowie des MS-Netzes der Teilnetzgebiete Krefeld und Straelen/Wachtendonk für den Zeitraum bis 2030 (T+5) ..... 8

Abbildung 4: Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5 ..... 12

Abbildung 5: Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10 ..... 13

Abbildung 6: Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045 ..... 14

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Regionalszenario 2025 der Planungsregion West ..... 10

Tabelle 2: Aufteilung der Bestandswerte aus dem Regionalszenario 2025 auf die Netzebenen ..... 11

Tabelle 3: Übersicht der geschätzten Mengen und Kosten bis 2045 für die Höchst- auf Hochspannung, Hochspannung sowie Hoch- auf Mittelspannung ..... 16

Tabelle 4: Übersicht der geschätzten Mengen und Kosten bis 2045 für die Mittelspannung, Mittel- auf Niederspannung sowie Niederspannung ..... 17

Tabelle 5: Übersicht der geschätzten Mengen und Kosten bis 2045 für die nicht netzdimensionierende Maßnahmen über alle Spannungsebenen ..... 18

Tabelle 6: Angabe des marktlich zu beschaffenden Blindleistungsbedarfs ..... 19

## Anhang

Ergänzend zu den in diesem Dokument dargestellten Karten, Mengen und Ausbaukosten sind im Anhang detailliertere und maschinenlesbare Daten veröffentlicht:

- Netzausbauplan_Maßnahmen_10003465_2026_Entwurf.xlsx
- NAP_kompakt_10003465_2026_Entwurf.xlsx.