

**Netzausbauplan des Stromnetzes  
der ELE Verteilnetz GmbH  
nach § 14 (2) i.V.m. § 14d des EnWG**

Gelsenkirchen, April 2024

## **Inhaltsverzeichnis**

A. Einleitung .....	3
B. Planungsgrundlage .....	5
C. Netzausbauplanung .....	9
D. Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen .....	11
E. Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG .....	11
F. Sonstiges.....	11
G. Anhang .....	12

## A. Einleitung

Als unabhängiger Netzbetreiber gemäß Energiewirtschaftsgesetz sowie 100%tige Tochter der Emscher Lippe Energie GmbH betreibt die ELE Verteilnetz GmbH die kommunalen Strom- und Gasnetze der Städte Bottrop, Gladbeck sowie Gelsenkirchen. Dabei erstreckt sich das Netzgebiet über eine geographische Fläche von ca. 241,52 km<sup>2</sup>. Das stromseitig gebundene Leitungsnetz weist zum Stichtag (31.12.2023) eine Gesamtlänge von 4.651,7 km auf, wobei sich der Netzbetrieb auf die Mittel- und Niederspannungsebene erstreckt.

Das im Ruhrgebiet gelegene Netzgebiet der ELE Verteilnetz GmbH ist überwiegend durch hohe, aber auch teils durch niedrige Lastdichten geprägt – ein Paradoxon, welches es zu händeln gilt.

Die hohe Lastdichte ergibt sich durch die hohe Bevölkerungsdichte in den Ballungsgebieten und den dort angesiedelten stromintensiven Unternehmen wie z. B. der Chemie- sowie Stahlbranche, die direkt an das Mittelspannungsnetz angeschlossen sind. Diese Industriekunden stellen hohe Anforderungen an den Netzanschluss und das vorgelagerte Netz, insbesondere hinsichtlich der bereitgestellten Versorgungssicherheit, Schein- und Kurzschlussleistung. Demgegenüber steht die Versorgung der Kunden der ländlicheren Bereiche innerhalb des Netzgebietes bspw. der Ortsteil Bottrop-Kirchhellen. Hier treten vermehrt niedrige Lastdichten gepaart mit hohen Einspeiseleistungen aus EE-Anlagen auf.

Ländlichere Strukturen sind vor allem in Bottrop-Kirchhellen vorzufinden. Dies zeigt sich insbesondere anhand der niedrigen Einwohnerdichte von 1.182 Einwohner/km<sup>2</sup> für die gesamte Stadt Bottrop. Generell sind in den ländlichen Gebieten weite Strecken bis zur Versorgung zu überbrücken. Das Stadtgebiet Bottrop-Kirchhellen zeichnet sich zudem durch eine geringe Lastdichte bei einer überdurchschnittlich hohen installierten Erzeugungsleistung aus. Die Integration der Erzeugungsanlagen sowie das Monitoring des Betriebszustandes (z.B. die Spannungsqualität an den Netzverknüpfungspunkten) nehmen insbesondere in den unteren Spannungsebenen an Bedeutung zu.

Die überwiegenden Teile des Netzgebietes weisen hingegen hohe Einwohnerdichten auf (Gelsenkirchen = 2.592 Einwohner/km<sup>2</sup>, Gladbeck = 2.182 Einwohner/km<sup>2</sup>). Insbesondere in den Stadtzentren entstehen erhöhte Kosten für die Verkabelung bzw. Querschnittserhöhung durch die kontinuierlich wachsenden Kapazitätsbedarfe z.B. durch E-Mobilität. Aufgrund dieses hohen Anteils dicht besiedelter Flächen weist der Verkabelungsgrad im Netzgebiet der ELE Verteilnetz GmbH einen Anteil von ca. 98,6 % auf, sodass speziell für altersbedingte Erneuerungen der Kabel höhere Kosten – im Vergleich zu einem rein ländlich geprägten Netzgebiet mit einem hohen Anteil an Freileitungen – anfallen.

Darüber hinaus werden einzelne Netzbereiche stark durch den Strukturwandel beeinflusst, welcher Auswirkungen auf die sektoralen Versorgungskonzepte hat. So hat zum Beispiel in Teilen des Ruhrgebietes – wie auch in Gelsenkirchen – ein Wechsel von der Schwerindustrie hin zum Dienstleistungssektor stattgefunden, wodurch sich die jeweiligen Bedarfe reduzieren sowie diversifizieren. Während der Industrialisierung erfolgte der Ausbau von Umspannanlagen und die sukzessive Erweiterung des Stromnetzes. Daher präsentiert sich die Netzstruktur der ELE Verteilnetz GmbH facettenreich mit unterschiedlichen Ausprägungen, um allen Bedarfen gerecht zu werden.

Das Ruhrgebiet war bis in die 70er Jahre des letzten Jahrhunderts geprägt durch die Industrialisierung. Große Bereiche des Netzes wurden durch das rasante Wachstum der Montanindustrie in den 60er und 70er Jahren getrieben. Dadurch ergeben sich Peaks innerhalb der Altersstrukturen der Betriebsmittel, die kompensiert bzw. erneuert werden müssen.

Seit den 80er Jahren wird die Infrastruktur kontinuierlich durch einen breit gefächerten Branchenmix (Handel, Dienstleistung und Industrie) beeinflusst. Durch die Tertiärisierung sind viele der energieintensiven Betriebe der Montanindustrie stillgelegt worden. Die Entwicklung dieser ehemaligen Industrieflächen zu Gewerbe- und Logistikparks sowie Wohn-, Stadt- und Kreativquartieren stellt die ELE Verteilnetz GmbH jedoch vor neue Versorgungsaufgaben bei der Integration diverser Letztverbraucher in das öffentliche Verteilnetz. Dieser Wandel hat zur Folge, dass für die ELE Verteilnetz GmbH Zusatzkosten entstehen, die in konstanten Systemen nicht anfallen.

In der nachfolgenden Netzkarte ist das Netzgebiet Bottrop/Gladbeck/Gelsenkirchen dargestellt.



**Abbildung 1: Netzkarte Bottrop/Gladbeck/Gelsenkirchen**

## **B. Planungsgrundlage**

Grundlage der Netzausbauplanung für das Netzgebiet der ELE Verteilnetz GmbH sind die Prognosen zu Erzeugung und Verbrauch des Regionalszenarios West (<https://www.vnbdigital.de/region/qbStFC9xdh6aopKey>). Die nachfolgende Tabelle zeigt die Prognosewerte aus dem Regionalszenario West für das Verteilnetz Strom im Mittel- und Niederspannungsnetz der ELE Verteilnetz GmbH. Diese sind für die Stützjahre 2028, 2033 und 2045 abgebildet, sowie der im Jahr 2022 für 2023 prognostizierte Wert.

**Tabelle 1: Regional Szenario West 2023**

Parameter	Parameter Regionalszenario 2023				
	Benennung der Parametereinheit	2023	2028	2033	2045
<b>Elektromobilität</b>	[GWh/a]	166,8	117,5	234,9	417,0
<b>Wärmepumpen</b>	[GWh/a]	62,3	58,1	116,3	162,2
<b>Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD)</b>	[GWh/a]	505,5	33,5	67,1	122,6
<b>Industrie und Großverbraucher</b>	[GWh/a]	3.108,0	309,8	619,5	1.411,6
<b>Rechenzentren</b>	[GWh/a]	-	-	-	-
<b>Elektrolyse</b>	[GWh/a]	0	125	250	500
<b>Großspeicher</b>	MW	0,1	-	1,0	4,4
<b>(haushaltsnahe) Kleinspeicher</b>	MW	9,8	56,9	107,7	228,3
<b>PV</b>	MW	93,0	117,4	232,0	400,4
<b>Wind onshore</b>	MW	24,0	22,5	30,0	37,5
<b>Wind offshore</b>	MW	-	-	-	-
<b>sonstige erneuerbare Erzeugung</b>	MW	10,9	-3,1	-6,3	-10,0
<b>konventionelle Erzeugung</b>	MW	-	-	-	-

Da im Regionalszenario West von 2023 einzelne Prognosewerte in Jahresverbräuchen angegeben wurden, sind im Folgenden die daraus berechneten Leistungswerte in einer Tabelle dargestellt. Zur Berechnung dieser wurden typische Last- und Bezugswerte angenommen und mit Hilfe von Kenngrößen aus dem Netzgebiet der ELE Verteilnetz GmbH aggregiert, sodass die entsprechenden Leistungswerte näherungsweise bestimmt werden konnten. Die abgebildeten Leistungswerte stellen nicht die aktuell installierte Leistung dar, sondern bilden lediglich die prognostizierte Zubaurate ab.

**Tabelle 2: Leistungswerte aus den Jahresverbräuchen (Zubauraten im Vergleich zu 2023)**

Parameter	Benennung der Parametereinheit	2023	2028	2033	2045
<b>Elektromobilität</b>	[MW]	37	59	95	154
<b>Wärmepumpen</b>	[MW]	8,9	8,3	25,1	44,5
<b>Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD)</b>	[MW]	138	9	18	33
<b>Industrie und Großverbraucher</b>	[MW]	497	49	98,7	225,4
<b>Rechenzentren</b>	[MW]	0	0	0	0
<b>Elektrolyse</b>	[MW]	0	25	50	100

Die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung bis zum Jahr 2045, die auf Grundlage der Netzentwicklungspläne der Übertragungsnetzbetreiber durch das Regional Szenario West dargestellt wurden, bedeuten enorme Herausforderungen für die Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreiber. Die ELE Verteilnetz GmbH muss für die Anpassung der zukünftigen Versorgungsaufgaben immens Betriebsmittel verstärken, optimieren und erweitern und somit auch enorme Investitionen tätigen, um das Verteilnetz für die prognostizierten Leistungen und Energiebedarfe auszulegen.

Bis 2045 wird ein prognostizierter Leistungsbezug von mehr als 6,1 TWh durch das Verteilnetz bedient werden müssen. Demgegenüber steht die Prognose von 555,8 MW zusätzlicher Einspeiseleistung durch dezentrale Erzeugung mittels Photovoltaik- und Windkraftanlagen. Die Integration erneuerbarer Energien wird weiter zunehmen, insbesondere mit der verstärkten Nutzung von PV-Anlagen. Dies erfordert die Sicherstellung der Netzstabilität durch bspw. Speicherlösungen und intelligente Steuerungssysteme. Im Zuge der Wärmewende führt die verstärkte Nutzung von Wärmepumpen zur Dekarbonisierung des Wärmesektors zu einer erhöhten elektrischen Last im Verteilnetz, insbesondere während der Spitzenlastzeiten im Winter. Die Leistungsbedarfe im Bereich der Elektromobilität werden kontinuierlich zunehmen, was eine zusätzliche Belastung für das Verteilnetz bedeutet.

Ein Wichtiger Baustein ist die Digitalisierung im Verteilnetze, um den neuen Anforderungen der Energie-, Wärme- und Mobilitätswende gerecht zu werden. Dies thematisiert neben dem Ausbau des Leitungsnetzes, den Einsatz von intelligenten Netz-/Messtechnologien (bspw. digitale Ortsnetzstationen und Smart Meter Gateways) sowie die Implementierung von Speicherlösungen.

Neben den technischen Entwicklungen werden Verteilnetzbetreiber zukünftig auch im regulatorischen Bereich weiteren Veränderungen und Entwicklungen gegenüberstehen. Dabei soll die Regulierung dafür Sorge tragen, dass die Netzbetreiber weiter optimiert werden und ein kosteneffizienter sowie wirtschaftlicher Netzbetrieb/-ausbau mit einer hohen Versorgungszuverlässigkeit gewährleistet wird.

Die nachfolgenden Abbildungen geben einen Überblick der zukünftig installierten Leistungen durch Verbrauch und Erzeugung im Netzgebiet der ELE Verteilnetz GmbH.

<b>Aktuelle Versorgungsaufgabe zum 31.12.2023</b>				
	Planungsrelevante <b>Bezugsleistung</b> durch angeschlossene <b>Verbraucher</b>	Planungsrelevante <b>Bezugsleistung</b> durch <b>eigene</b> oder <b>fremde</b> nachgelagerte Netzebenen	Planungsrelevante <b>Einspeiseleistung</b> durch angeschlossene Erzeuger	Planungsrelevante <b>Einspeiseleistung</b> durch <b>eigene</b> und <b>fremde</b> nachgelagerte Netzebenen
<b>Hochspannung</b>				
<b>UW Hoch auf Mittelspannung</b>				
<b>Mittelspannung</b>	104 MW	0 MW	78,8 MW	0 MW
<b>UW Mittel auf Niederspannung</b>	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
<b>Niederspannung</b>	474 MW		60 MW	

<b>Aktuelle Versorgungsaufgabe zum 31.12.2028 (T+5)</b>				
	Planungsrelevante <b>Bezugsleistung</b> durch angeschlossene <b>Verbraucher</b>	Planungsrelevante <b>Bezugsleistung</b> durch <b>eigene</b> oder <b>fremde</b> nachgelagerte Netzebenen	Planungsrelevante <b>Einspeiseleistung</b> durch angeschlossene Erzeuger	Planungsrelevante <b>Einspeiseleistung</b> durch <b>eigene</b> und <b>fremde</b> nachgelagerte Netzebenen
<b>Hochspannung</b>				
<b>UW Hoch auf Mittelspannung</b>				
<b>Mittelspannung</b>	119 MW	0 MW	98 MW	0 MW
<b>UW Mittel auf Niederspannung</b>	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
<b>Niederspannung</b>	531 MW		134 MW	

<b>Aktuelle Versorgungsaufgabe zum 31.12.2033 (T+10)</b>				
	Planungsrelevante <b>Bezugsleistung</b> durch angeschlossene <b>Verbraucher</b>	Planungsrelevante <b>Bezugsleistung</b> durch <b>eigene</b> oder <b>fremde</b> nachgelagerte Netzebenen	Planungsrelevante <b>Einspeiseleistung</b> durch angeschlossene Erzeuger	Planungsrelevante <b>Einspeiseleistung</b> durch <b>eigene</b> und <b>fremde</b> nachgelagerte Netzebenen
<b>Hochspannung</b>				
<b>UW Hoch auf Mittelspannung</b>				
<b>Mittelspannung</b>	124 MW	0 MW	180 MW	0 MW
<b>UW Mittel auf Niederspannung</b>	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
<b>Niederspannung</b>	615 MW		282 MW	

<b>Aktuelle Versorgungsaufgabe zum 31.12.2045</b>				
	Planungsrelevante <b>Bezugsleistung</b> durch angeschlossene <b>Verbraucher</b>	Planungsrelevante <b>Bezugsleistung</b> durch <b>eigene</b> oder <b>fremde</b> nachgelagerte Netzebenen	Planungsrelevante <b>Einspeiseleistung</b> durch angeschlossene Erzeuger	Planungsrelevante <b>Einspeiseleistung</b> durch <b>eigene</b> und <b>fremde</b> nachgelagerte Netzebenen
<b>Hochspannung</b>				
<b>UW Hoch auf Mittelspannung</b>				
<b>Mittelspannung</b>	184 MW	0 MW	338 MW	0 MW
<b>UW Mittel auf Niederspannung</b>	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
<b>Niederspannung</b>	737 MW		553 MW	

## **C. Netzausbauplanung**

Maßgebend für die zukünftige Netzplanung und Netzgestaltung sind insbesondere kundengetriebene Projekte. Darunter fallen die steigende Integration von WKAs und PV-Anlagen. Ein weiterer Treiber ist die Erschließung von Neubaugebieten, die steigende Anzahl von E-Mobilität sowie Wärmepumpen im Netzgebiet. Um den steigenden Herausforderungen gerecht zu werden, werden das Mittel- und Niederspannungsnetz sukzessive verstärkt. Dabei wird ein besonderer Fokus auf die Querschnittserhöhung sowie der Errichtung von digitalen Ortsnetzstationen, zur Fernsteuerbarkeit und Integration der Netztransparenz, gelegt. Um die zukünftige Energieversorgung sicherzustellen, werden im Folgenden die groben Herausforderungen beschrieben. Dabei ist es unter der Planungsprämisse des Regionalszenarios West notwendig das Verteilnetz deutlich zu verstärken und Erneuerungsmaßnahmen zu erhöhen.

Dazu steht die ELE Verteilnetz GmbH vor der Herausforderung bis zum Jahr 2026 in Summe fünf Umspannlagern zu erneuern bzw. zu ertüchtigen. Zusätzlich müssen bis zum Jahr 2027 zwei Verteilanlagen erneuert werden. Die Gründe dafür sind zum einen der Stand der Technik, welche den gewachsenen Anforderungen und den aktuellen Regeln der Technik nicht mehr entsprechen. Zum anderen sind die zu bedienenden, steigenden Leistungsbedarfe zu nennen, die eine höhere Bezugsleistung benötigen.

In den Jahren 2023 bis 2028 müssen der Prognose zur Folge knapp 37 km neue Mittelspannungsleitungen gelegt werden. Hinzu kommt der Ersatz von 65 km Mittelspannungsleitungsnetz. Die benötigten Investitionssummen belaufen sich auf 24,8 Mio. €. Außerdem müssen 47 neue Stationen im Netz integriert und 164 Stationen ersetzt werden. Die Investitionssumme dafür beträgt in etwa 16,7 Mio. €. Im Niederspannungsnetz liegt der Neubaubedarf bei 58,8 km und der Ersatz bei 93,5 km. In das Niederspannungsnetz muss demnach eine Summe von ca. 35,7 Mio. € investiert werden.

Im Zeitraum von 2029 bis 2033 wird es notwendig werden ca. 52 km neue Mittelspannungskabel zu legen. Außerdem werden in diesen Zeitraum knapp 95 km Mittelspannungsleitungen ersetzt, um eine höhere Übertragungskapazität zu gewährleisten. Die Baumaßnahmen dienen ebenso der Netzverstärkung und Netzoptimierung. Dabei belaufen sich die benötigten Investitionssummen für die Mittelspannungsleitungen auf ca. 39,7 Mio. €.

Gleichzeitig müssen 70 neue Ortsnetzstationen gestellt werden und weitere 238 Stationen ausgetauscht werden. Die Investitionssumme für diese Entwicklung beziffert sich mit knapp 27,3 Mio. €.

Neben den Erneuerungen in der Mittelspannungsebene wird ebenso die Netzerweiterung- und -ertüchtigung im Niederspannungsnetz notwendig. Im Niederspannungsnetz müssen 66 km neue Leitungen gelegt werden. Zusätzlich müssen weitere 137 km Niederspannungsnetz erneuert bzw. verstärkt werden. Um diese Maßnahmen zu stemmen, werden zukünftig ca. 54,3 Mio. € an Investitionskosten notwendig.

Um die energiewirtschaftlichen Ziele der Bundesregierung bis zum Jahr 2045 zu erfüllen und die durch das Regionalszenario West vorgegebenen Leistungsbedarf zu ermöglichen, werden die Ausbaudimensionen noch größer. Dazu werden im Folgenden die Ausbaubedarfe sowie Investitionssummen für den Zeitraum 2034 bis 2045 beschrieben. Im Mittelspannungsnetz werden laut der Prognose weitere 125 km Mittelspannungsleitungen neu gebaut werden müssen. Ebenso wird der Ersatz(-neubau) von 228 km Mittelspannungskabeln notwendig. Die hierzu benötigten Finanzmittel betragen 116,8 Mio. €. Hinzukommen 168 neue Ortsnetzstationen, sowie der Ersatz von 570 weiteren Ortsnetzstationen. Die dazugehörige Investitionssumme beträgt ca. 80.5 Mio. €. Zur Ertüchtigung und Verstärkung des Niederspannungsnetz werden weitere 158 km neu gelegt werden müssen und 329 km Kabelnetz verstärkt und ersetzt werden. Die damit verbundenen Investitionskosten betragen 159,8 Mio. €.

Insgesamt werden bis zum Jahr 2045 ca. 555,7 Mio. € notwendig, um das Regionalszenario West, auf das Netzgebiet der ELE Verteilnetz GmbH umzusetzen. Die dazu benötigten Betriebsmittelmengen belaufen sich auf 842 km Niederspannungsleitungen, 602 km Mittelspannungsleitungen und 1.257 Stationen.

Die folgenden Tabellen fassen die zuvor beschriebenen Entwicklungen und Ausbaubedarfe im Netzgebiet der ELE Verteilnetz GmbH zusammen.

**Tabelle 3: Investitionen Netzebene 5 und 6**

<b>Zeitraum</b>	<b>Maßnahme</b>	<b>Geschätzte Menge</b>	<b>Geschätzte Kosten</b>
<b>2023 bis 2028 (T+5)</b>	Leitungen	102 km	24.843.844 €
	Anlagenstandorte	221 Stk.	16.729.076 €
<b>2029 bis 2033 (T+6 bis T+10)</b>	Leitungen	147 km	39.680.650 €
	Anlagenstandorte	308 Stk.	27.340.111 €
<b>2034 bis 2045 (T+11 bis Zielnetzjahr)</b>	Leitungen	353 km	116.828.799 €
	Anlagenstandorte	738 Stk.	80.495.464 €

**Tabelle 4: Investitionen Netzebene 7**

<b>Zeitraum</b>	<b>Maßnahme</b>	<b>Geschätzte Menge</b>	<b>Geschätzte Kosten</b>
<b>2023 bis 2028 (T+5)</b>	Leitungen	152,28 km	35.712.975 €
<b>2029 bis 2033 (T+6 bis T+10)</b>	Leitungen	203 km	54.279.516 €
<b>2034 bis 2045 (T+11 bis Zielnetzjahr)</b>	Leitungen	487 km	159.811.161 €

Durch den zuvor beschriebenen starken Bedarf an Neubau- und Erweiterungsmaßnahmen stehen alle Infrastrukturbetreiber vor enormen Herausforderungen. Diese lassen sich auf unterschiedlichste Faktoren zurückführen. Einige davon werden im Folgendem beschrieben.

Einerseits führen zunehmende Einspeise- und Bezugsanfragen zu einem sehr flexiblen und dynamischen Umfeld, was eine Verstärkung der Leistung auf allen Netzebenen mit sich zieht. Auf der anderen Seite sind es strukturelle Anforderungen, die berücksichtigt werden müssen.

Begrenzte Kapazitäten bei Dienstleistern im Tief- und Leitungsbau, unzureichende Personalressourcen, schleppende Genehmigungsverfahren, Rückstände bei der Digitalisierung und immer weiter zunehmende rechtliche Rahmenbedingungen erhöhen die Komplexität der Aufgaben sowie den Zeitaufwand eines Netzbetreibers, enorm. Die beschriebenen Entwicklungen werden sich hier weiter beschleunigen.

Besonders im Falle der Dekarbonisierung der Industrie, dem Zubau der erneuerbaren Energien und der Erweiterung der E-Mobilität lassen sich nur schwierig Prognosen abbilden. Viele Entscheidungen der Industrie hängen stark mit den wirtschaftlichen Gegebenheiten und der konjunkturellen Situation zusammen.

#### **D. Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen**

Die Nutzung von Spannungs-/ und Blindleistungsmanagement ist im Netzgebiet der ELE Verteilnetz GmbH derzeit nicht im Einsatz.

#### **E. Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG**

Wird im Netzgebiet der ELE Verteilnetz GmbH nicht angewendet.

#### **F. Sonstiges**

In Anbetracht der Herausforderungen, die das Regional Szenario West mit sich bringt, ist nicht außer Acht zu lassen, dass die ELE Verteilnetz GmbH neben dem Netzbetrieb für Strom in Gladbeck, Bottrop und Gelsenkirchen auch für den Betrieb der Gasnetze verantwortlich ist. Unter Berücksichtigung der kommunalen Wärmeplanung und zukünftigen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung steigen die Herausforderungen in sämtlichen Handlungsfeldern der ELE Verteilnetz GmbH. Die zukünftigen wechselseitigen Auswirkungen der jeweiligen Entwicklungen werden die verschiedenen Prognosedaten beeinflussen und weiterhin für eine dynamische Entwicklung sorgen.

## G. Anhang

Nachfolgend ist der Maßnahmenplan der ELE Verteilnetz GmbH abgebildet.

Ind. Nr.	Maßnahme	Betriebsmittel	Länge	Änderung Übertragungs-kapazität	technische Begründung für den Netzausbau	Begründung für den Netzausbau	Gepl. Baubeginn	Gepl. Inbetriebn. Datum	Kosten	Projektstatus	betroffene Netz-/Umspannebene
1	Erneuerung UA Bortrop	10 kV-Schaltanlage & Schalthaus	0	0	0	kein Zubau (reiner Ersatz, N-1 Sicherheit, Sonstiges)	01/2022	12/2024	5.524.000 €	Im Bau	UW HS auf MS
2	Erneuerung UA Vorderort	10 kV-Schaltanlage	0	0	0	kein Zubau (reiner Ersatz, N-1 Sicherheit, Sonstiges)	01/2025	12/2025	1.857.200 €	vorgesehene Maßnahme	UW HS auf MS
3	Erneuerung UA Moltke	10 kV-Schaltanlage & Schalthaus	0	0	0	kein Zubau (reiner Ersatz, N-1 Sicherheit, Sonstiges)	01/2025	12/2027	4.419.200 €	vorgesehene Maßnahme	UW HS auf MS
4	Erneuerung UA Schalte	10 kV-Schaltanlage & Schalthaus	0	0	0	kein Zubau (reiner Ersatz, N-1 Sicherheit, Sonstiges)	01/2023	12/2025	5.473.500 €	Im Bau	UW HS auf MS
5	Erneuerung UA Resse	10 kV-Schaltanlage	0	0	0	kein Zubau (reiner Ersatz, N-1 Sicherheit, Sonstiges)	01/2025	12/2026	5.166.000 €	vorgesehene Maßnahme	UW HS auf MS
6	Erneuerung VA Agathagasse	10 kV-Schaltanlage	0	0	0	kein Zubau (reiner Ersatz, N-1 Sicherheit, Sonstiges)	01/2026	12/2028	3.198.000 €	vorgesehene Maßnahme	MS
7	Erneuerung VA Bunker Blüse	10 kV-Schaltanlage	0	0	0	kein Zubau (reiner Ersatz, N-1 Sicherheit, Sonstiges)	01/2027	12/2027	922.500 €	vorgesehene Maßnahme	MS
8	UA Geisenkirchener Hefen	Neubau Umspannanlage: 10 kV-Schaltanlage & Schalthaus		80	0	Lokale Erzeugung von Wasserstoff im Hefen von Geisenkirchener	01/2030	01/2033	10.000.000 €	vorgesehene Maßnahme	UW HS auf MS
9	UA Gladbeck 2	Neubau Umspannanlage: 10 kV-Schaltanlage & Schalthaus		80	0	Elektrifizierung von Industriekunden	06/2026	01/2029	10.000.000 €	vorgesehene Maßnahme	UW HS auf MS
10	MS-Neubau (Sammler)	MS-Kabel	36,89			Zubau Erzeugung und Verbrauch	01/2024	12/2028	4.726.730 €	vorgesehene Maßnahme	MS
11	MS-Ersatz (neubau) mit Erhöhung der Übertragungs-kapazität: Netzoptimierung und -verstärkung (Sammler)	MS-Kabel	64,91			Zubau Erzeugung und Verbrauch	01/2024	12/2028	20.117.114 €	vorgesehene Maßnahme	MS
12	NS-Neubau (Sammler)	NS-Kabel	58,8			Zubau Erzeugung und Verbrauch	01/2024	12/2028	13.071.352 €	vorgesehene Maßnahme	MS
13	NS-Ersatz (neubau) mit Erhöhung der Übertragungs-kapazität: Netzoptimierung und -verstärkung (Sammler)	NS-Kabel	93,48			Zubau Erzeugung und Verbrauch	01/2024	12/2028	22.641.623 €	vorgesehene Maßnahme	MS
14	Umspannung MS/MS-Neubau	ONS	47 Stück			Zubau Erzeugung und Verbrauch	01/2024	12/2028	3.690.114 €	vorgesehene Maßnahme	UW MS auf NS
15	Umspannung MS/MS-Ersatz (neubau) mit Erhöhung der Übertragungs-kapazität: Netzoptimierung und -verstärkung	ONS	164 Stück			Zubau Erzeugung und Verbrauch	01/2024	12/2028	13.038.982 €	vorgesehene Maßnahme	UW MS auf NS