Netzausbauplan 2026

Bericht der N-ERGIE Netz GmbH gemäß § 14d EnWG



Impressum

N-ERGIE Netz GmbH
Sandreuthstraße 21
90441 Nürnberg
www.n-ergie-netz.de

31. Oktober 2026

Version 1

Inhalt

Abkürzungsverzeichnis 4

Vorwort 5

1. Einleitung 7

2. Planungsgrundlagen 11

2.1. Regionalszenario 2025 der Planungsregion Bayern 11

2.2. Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe 17

2.2.1. Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025 17

2.2.2. Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5 19

2.2.3. Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10 19

2.2.4. Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045 19

3. Netzdimensionierende Netzausbauplanung 21

3.1. Hochspannung 22

3.2. Mittel- bis Niederspannung 26

4. Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf 29

5. Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen 31

6. Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG 33

7. Stellungnahmen 35

Abbildungsverzeichnis 36

Tabellenverzeichnis 37

Anhang 38

Abkürzungsverzeichnis

BNetzA	Bundesnetzagentur
EE	Erneuerbare Energien
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FCA	Flexible Connection Agreement (Flexible Netzanschlussvereinbarung)
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
MS	Mittelspannung
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
MWp	Megawatt Peak
NE	Netzebene
NEST	Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.
NOVA	Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau
NS	Niederspannung
PV-Anlage	Photovoltaik-Anlage
SA	Schaltanlage
TAB	Technische Anschlussbedingungen
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
ÜWS	Überlandwerk Schäftersheim GmbH & Co. KG
UW	Umspannwerk
VNB	Verteilnetzbetreiber

Vorwort

Eine zukunftssichere Netzinfrastruktur ist die Grundvoraussetzung für die Energiewende und damit für das Erreichen der bayerischen, deutschen und europäischen Klimaziele. Die Netzbetreiber stehen deshalb vor umfassenden und anspruchsvollen Transformationsaufgaben. Die N-ERGIE Netz GmbH, nachfolgend N-ERGIE Netz genannt, stellt sich dieser Herausforderung, indem sie ihr Stromnetz in Nürnberg und der Region umfangreich ausbaut. Neue Umspannwerke, leistungsstärkere Transformatoren sowie der Ausbau der Mittel- und Hochspannungsleitungen: Der Umfang der Maßnahmen und Investitionen steigt in den nächsten Jahren deutlich an.

Der Ausbau im Netzgebiet der N-ERGIE Netz ist Teil einer umfassenden Transformation des Gesamtsystems und entfaltet im Zusammenspiel mit den geplanten Maßnahmen der vor- und nachgelagerten Netzbetreiber seine volle Wirkung. Entscheidend sind für die N-ERGIE Netz insbesondere die Kapazitäten für die Aufnahme und den Transport des aus erneuerbaren Energien (EE) erzeugten Stroms, der die Nachfrage immer häufiger übersteigt. Hierfür plant der Übertragungsnetzbetreiber TenneT mehrere neue Netzkuppelstellen im Netzgebiet der N-ERGIE Netz.

Der vorliegende Netzausbauplan der N-ERGIE Netz beschreibt die voraussichtlich erforderlichen Maßnahmen zum Ausbau des Stromverteilnetzes im Versorgungsgebiet der N-ERGIE Netz. Dabei werden sowohl die Anforderungen der nächsten fünf und zehn Jahre als auch die langfristige Entwicklung bis zum Jahr 2045 berücksichtigt. Er wurde gemäß den gesetzlichen Anforderungen aus § 14d EnWG sowie den Vorgaben der Bundesnetzagentur erstellt und basiert auf Prognosen für Stromerzeugung und –verbrauch. Diese wurden entsprechend des gesetzlichen Auftrags gemeinsam mit den anderen berichtspflichtigen Verteilnetzbetreibern (VNBs) innerhalb der Planungsregion Bayern erarbeitet und orientieren sich am von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNBs) erstellten Szenariorahmen, der von der Bundesnetzagentur (BNetzA) geprüft und genehmigt wurde.

Die ausgewiesenen Maßnahmen spiegeln den aktuellen Planungstand wider und geben einen Ausblick auf das Zielbild zur Weiterentwicklung des Stromnetzes. Sie sind Teil eines iterativen Prozesses und damit ganz bewusst nicht als abgeschlossene Planung oder Umsetzungsplan zu sehen. Da die Grundlagen alle zwei Jahre überprüft und aktualisiert werden, können regelmäßig neue Erkenntnisse berücksichtigt und notwendige Anpassungen an den Planungen vorgenommen werden. Somit wird sichergestellt, dass die langfristigen Planungen den tatsächlichen Bedarfen entsprechen.

Bei der Interpretation der Ausbaumaßnahmen muss deshalb insbesondere der Projektstatus der jeweiligen Maßnahmen berücksichtigt werden. Maßnahmen gelten gemäß den Vorgaben der Bundesnetzagentur (BNetzA) insbesondere dann als „konkret geplant“, „wenn die für die Maßnahme notwendigen öffentlich-rechtlichen Planungs- oder Genehmigungsverfahren eingeleitet wurden oder vom Betreiber bereits Investitionsentscheidungen bezüglich der Ausbaumaßnahmen getroffen wurden oder der Betreiber von einer tatsächlichen Realisierung innerhalb der kommenden fünf Jahre ausgeht“. Die Umsetzung „vorgesehener Maßnahmen“ ist dagegen noch mit Unsicherheiten behaftet, da sich die Planungen noch in einem weitaus früheren Stadium befinden.



Foto: Claus Felix

1. Einleitung

Als Verteilnetzbetreiber trägt die N-ERGIE Netz die Verantwortung für die zuverlässige Stromversorgung von rund 1,5 Millionen Einwohner*innen in einem Netzgebiet mit einer geographischen Fläche von rund 8.000 Quadratkilometern. Das durch die N-ERGIE Netz betriebene Stromnetz umfasst derzeit rund 29.000 Kilometer Hoch-, Mittel- und Niederspannungsleitungen und erstreckt sich über große Teile Mittelfrankens sowie angrenzende Regierungsbezirke. Das Versorgungsgebiet umfasst sowohl den Ballungsraum Nürnberg als auch zahlreiche ländlich geprägte Regionen und vereint damit unterschiedliche Versorgungsstrukturen und Anforderungen an die Netzinfrastruktur.

Der ländliche Raum des Versorgungsgebiets ist insbesondere durch den in den letzten Jahren stark gestiegenen Zubau an Anlagen zur Erzeugung von Strom aus EE geprägt. Hier besteht die vorrangige Aufgabe darin, das Stromnetz für das Aufnehmen, Verteilen und Abtransportieren großer EE-Leistungen zu gestalten. Demgegenüber liegt die Herausforderung des Stromnetzes in Nürnberg vor allem darin, die im Zuge der Energiewende steigende Anzahl von Stromverbrauchern wie E-Ladesäulen, Wärmepumpen und Industrie, aber auch in der Regel kleinere Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) sowie Speicher sicher in das Netz zu integrieren.

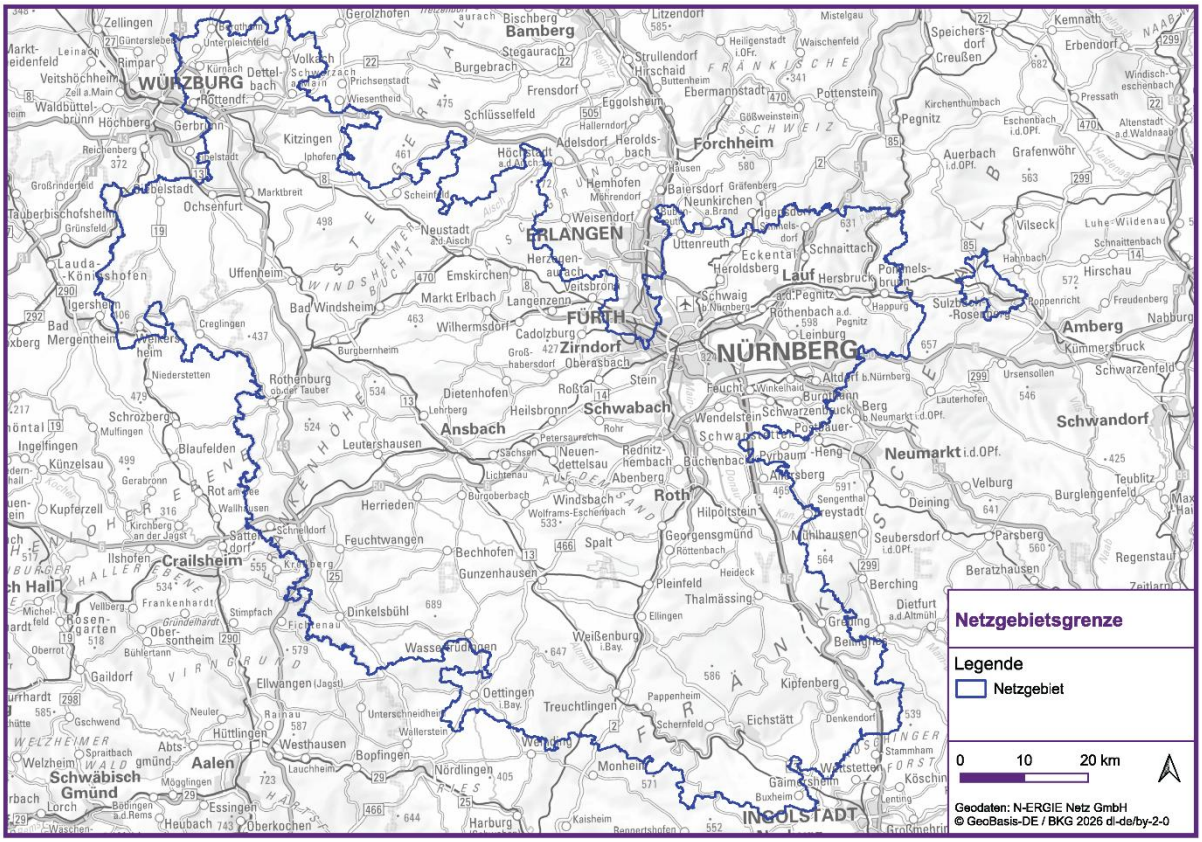


Abbildung 1: Versorgungsgebiet der N-ERGIE Netz

Teilnetzgebiete

Im Rahmen des Netzausbauplans wird das Netzgebiet der N-ERGIE Netz in drei Teilnetzgebiete aufgeteilt (siehe Abbildung 2):

- Stadtnetz N-ERGIE Netz,
- Regionalnetz N-ERGIE Netz,
- Regionalnetz Überlandwerk Schäftersheim (ÜWS).

Die drei Teilnetzgebiete unterscheiden sich insbesondere hinsichtlich ihrer Versorgungsaufgabe, ihrer Netzstruktur sowie ihrer Einbindung in die jeweils vorgelagerten Netze. Das Teilnetzgebiet „Stadtnetz N-ERGIE Netz“ ist vorrangig lastgetrieben. Hauptaufgabe ist die sichere und zuverlässige Stromversorgung der Stadt Nürnberg. Es besteht überwiegend aus Kabelleitungen. Dagegen ist das Teilnetzgebiet „Regionalnetz N-ERGIE Netz“ vorrangig einspeisegetrieben. Es besteht überwiegend aus Freileitungen in der Hochspannung sowie aus Kabeln und Freileitungen in der Mittelspannung. In der Niederspannung sind hier hauptsächlich Kabelleitungen verbaut. Vorgelagerter Verteilnetzbetreiber in beiden Teilnetzgebieten ist derzeit die Bayernwerk Netz GmbH, im Folgenden Bayernwerk Netz genannt, vorgelagerter Übertragungsnetzbetreiber die TenneT TSO GmbH, im Folgenden TenneT genannt. Das Teilnetzgebiet „Regionalnetz Überlandwerk Schäftersheim“ ähnelt in seiner Struktur und Versorgungsaufgabe dem „Regionalnetz N-ERGIE Netz“, vorgelagerter Verteilnetzbetreiber ist hier die Netze BW GmbH mit der TransnetBW GmbH als vorgelagerter Übertragungsnetzbetreiber.

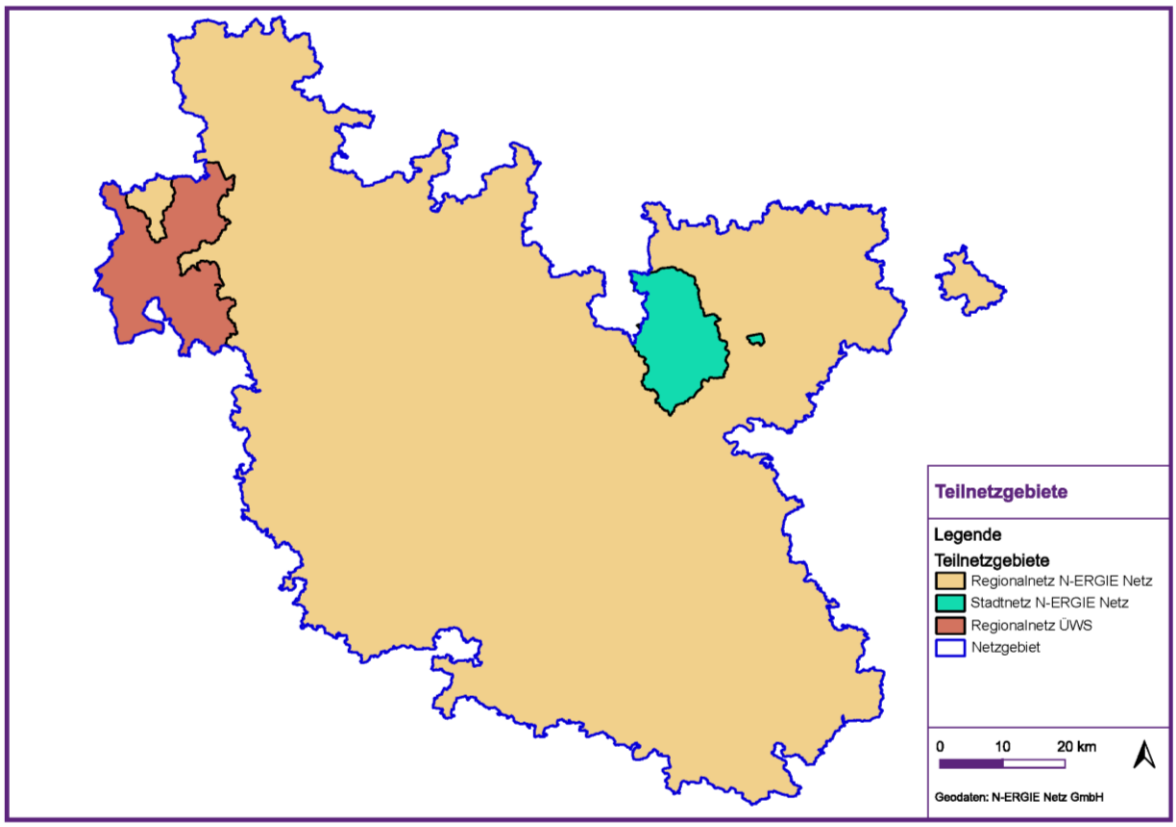


Abbildung 2: Unterteilung des Versorgungsgebiets in Teilnetzgebiete

Die Netzkarten der in diesem Netzausbauplan ausgewiesenen Maßnahmen sind im Anhang abgebildet. Für die Netzebene (NE) Hochspannung werden die Maßnahmen mit Baubeginn innerhalb der nächsten zehn Jahre, für die Netzebenen Hoch- auf Mittelspannung bis Mittelspannung mit Baubeginn innerhalb der nächsten fünf Jahre dargestellt.

Im Folgenden werden zunächst die diesem Netzausbauplan zugrundeliegenden Prognosen sowie die Auswirkungen der voraussichtlichen Entwicklung von Einspeisung und Verbrauch auf die Versorgungsaufgabe der N-ERGIE Netz erläutert. Im Anschluss werden die netzdimensionierenden und nicht netzdimensionierenden Netzausbaubedarfe dargelegt. Darüber hinaus wird auf den Bedarf an Systemdienstleistungen und auf Pilotprojekte zur Nutzung netzdienlicher Flexibilität sowie den Gebrauch des Instruments der Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) eingegangen.



Foto: Melissa Draa

2. Planungsgrundlagen

Im Folgenden wird ein Überblick über die Prognosen gegeben, die die Grundlage für diesen Netzausbauplan bilden. Zudem wird erläutert, wie sich die prognostizierte Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch auf die Versorgungsaufgabe und den daraus resultierenden Netzausbaubedarf der N-ERGIE Netz auswirkt.

2.1. Regionalszenario 2025 der Planungsregion Bayern

Die zur Erstellung eines Netzausbauplans verpflichteten Stromverteilnetzbetreiber in Deutschland stimmen sich gemäß § 14d EnWG, Absatz 2 innerhalb von Planungsregionen zu den Grundlagen ihrer Netzausbauplanung ab. Sie erstellen und veröffentlichen nach § 14d, Absatz 3 EnWG alle zwei Jahre ein Regionalszenario, in welchem die wahrscheinliche Entwicklung von Stromerzeugung und -verbrauch innerhalb ihrer Planungsregion beschrieben wird. Das Regionalszenario enthält einen Entwicklungspfad vom Ist-Zustand über die nächsten fünf und zehn Jahre bis zum Jahr 2045, der sich an den gesetzlich festgelegten Klimaschutzzielen der Bundesregierung und dem genehmigten Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne der ÜNBs orientiert. Das Regionalszenario bildet damit eine abgestimmte Grundlage für die Ermittlung des zukünftigen Netzausbaubedarfs innerhalb der jeweiligen Netze.

Die N-ERGIE Netz ist Mitglied der Planungsregion Bayern. Diese beschreibt in ihrem Regionalszenario 2025 zwei unterschiedliche Entwicklungspfade: Ein sogenanntes „Basisszenario“ und ein „Effizienzszenario“. In beiden Szenarien wird unterstellt, dass das im Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) verankerte Ziel der Netto-Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 erreicht wird. Die Entwicklungspfade unterscheiden sich hinsichtlich der Ausgestaltung der verschiedenen Beiträge zur Erreichung des Ziels:

Das Basisszenario orientiert sich am Szenario B des genehmigten Szenariorahmens der ÜNBs. Es bildet eine Entwicklung ab, bei der zusätzliche Lenkungs- und Effizienzmechanismen zur Begrenzung des Netzausbaubedarfs nur in begrenztem Umfang berücksichtigt werden. Die räumliche Verteilung der erneuerbaren Erzeugungsanlagen orientiert sich dabei insbesondere an den regional verfügbaren Erzeugungspotenzialen. Der erforderliche Netzausbau wird auf Grundlage der daraus resultierenden Versorgungsaufgabe dimensioniert und berücksichtigt auch selten auftretende, aber für die Netzdimensionierung relevante Belastungssituationen.

Beim Effizienzszenario wird angenommen, dass bei der Gestaltung der politischen Rahmenbedingungen der Fokus mehr auf eine effiziente Netzinfrastruktur gelegt wird, um stark steigende Kosten für hohe Ausbaubedarfe zu vermeiden. Eine optimierte Nutzung der Infrastruktur soll erreicht werden, indem bereits bestehende Kapazitäten besser ausgenutzt werden. So wird dem Szenario ein optimierter Erzeugungsmix mit einer stärkeren Ausrichtung auf die Deckung der Last in Bayern zugrunde gelegt. Zudem werden Netzanschlüsse durch gezielte Überbauung durch den Kunden aufgrund einer veränderten Anschlusskostenverrechnung mit Lenkungswirkung im Rahmen des NEST-Prozesses räumlich und zeitlich aggregiert.

Die auf das Versorgungsgebiet der N-ERGIE Netz entfallenden Daten des Regionalszenarios geben Tabelle 1 und Tabelle 2 wieder. Beide Szenarien sind unter anderem geprägt vom Zubau von EE-Anlagen und neuen Verbrauchern sowie von Batteriespeichern:

Bei den Erzeugungsanlagen wird, insbesondere bei PV-Anlagen, von einem starken Anstieg der installierten Leistungen ausgegangen. Dieser ist im Basisszenario höher als im Effizienzszenario. Auch bei Windkraftanlagen wird ein signifikanter Zubau prognostiziert. Dieser fällt im Effizienzszenario höher als im Basisszenario aus. Bei den sonstigen Erneuerbaren (überwiegend Biogasanlagen) wird ein Rückgang der installierten Leistungen angenommen, der darauf zurückzuführen ist, dass

perspektivisch mit einer vorzugsweisen Nutzung von Biomasse in anderen Sektoren anstatt in der Verstromung gerechnet wird. Bei den konventionellen Kraftwerken wird ein leichter Rückgang der Erzeugungsleistung prognostiziert. Hier wird davon ausgegangen, dass einige kleinere Erzeugungsanlagen wie Blockheizkraftwerke wegfallen, größere Kraftwerke aber grundsätzlich erhalten bleiben und perspektivisch auf Wasserstoff als Energieträger umstellen.

Beim Zubau neuer Verbraucher spielt insbesondere die Elektromobilität eine große Rolle. Die installierten Leistungen für Ladeinfrastruktur steigen gegenüber dem Bestand signifikant an. Auch bei dezentralen Wärmepumpen wird ein erheblicher Anstieg der installierten Leistungen prognostiziert. Dieser fällt im Basisszenario deutlich höher als im Effizienzszenario aus. Beim elektrischen Bedarf für zentrale Wärmelösungen wird erst ab dem Stützjahr 2035 von einem Zubau ausgegangen. Im Effizienzszenario ist dieser deutlich höher als im Basisszenario, bleibt aber gegenüber den installierten Leistungen der dezentralen Wärmepumpen vergleichsweise gering. Ein weiterer relevanter neuer Verbraucher sind Stand-alone Rechenzentren, bei denen von einem gegenüber dem Bestand stark steigenden Leistungsbedarf ausgegangen wird. Dagegen wird bei Elektrolyseuren erst ab dem Stützjahr 2045 ein Zubau prognostiziert. Für die konventionelle Last von Haushalten sowie den Sektoren Landwirtschaft, Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen wird zunächst ein geringer Anstieg der installierten Leistungen aufgrund der Elektrifizierung von Verbrauchern angenommen, ab dem Stützjahr 2035 fallen diese aber durch Effizienzgewinne wieder unter das Bestandsniveau.

Bei den Speichermöglichkeiten ist der Zubau von Großbatteriespeichern von zentraler Bedeutung. Hier wird in beiden Szenarien von einem enormen Zubau ausgegangen. Im Effizienzszenario erfolgt dieser im Vergleich zum Basisszenario zwar leicht verzögert, endet aber im Stützjahr 2045 auf einem ähnlichen Niveau. Auch bei den Kleinbatteriespeichern wird ein großer Anstieg der installierten Leistungen erwartet. Die installierte Leistung für Pumpspeicherkraftwerke bleibt gemäß den Planungen des Betreibers für das einzige Pumpspeicherkraftwerk im Netzgebiet der N-ERGIE Netz (Pumpspeicherkraftwerk Happurg) unverändert.

Tabelle 1

Regionalszenario 2025 der Planungsregion Bayern | Basisszenario
Auf das Versorgungsgebiet der N-ERGIE Netz entfallende Leistung in MW

	Bestand (2024)	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	1.634	2.441	3.336	3.724
Photovoltaik Freifläche (MWp)	1.815	3.395	5.165	5.906
Windenergie an Land	783	1.809	2.984	3.015
Sonstige erneuerbare Erzeugung	275	207	166	99
Konventionelle Kraftwerke	368	368	316	250
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	167	417	850	1.150
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	0	25	25
Elektromobilität	163	687	1.558	2.676
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	2.170	2.187	2.136	2.094
Stand-alone Rechenzentren	75	143	211	253
Elektrolyseure	0	0	0	134
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	93	164	190	283
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	143	407	724	2.754
Pumpspeicher	160	160	160	160
Gesamt:	**7.846**	**12.385**	**17.821**	**22.523**

Tabelle 2

Regionalszenario 2025 der Planungsregion Bayern | Effizienzszenario
Auf das Versorgungsgebiet der N-ERGIE Netz entfallende Leistung in MW

	Bestand (2024)	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	1.634	2.079	2.646	3.027
Photovoltaik Freifläche (MWp)	1.815	2.834	4.143	4.852
Windenergie an Land	783	2.014	2.871	3.576
Sonstige erneuerbare Erzeugung	275	207	166	99
Konventionelle Kraftwerke	368	368	316	250
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	167	267	417	617
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	0	200	200
Elektromobilität	163	687	1.558	2.676
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	2.170	2.187	2.136	2.094
Stand-alone Rechenzentren	75	143	211	253
Elektrolyseure	0	0	0	134
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	93	173	220	333
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	143	303	536	2.742
Pumpspeicher	160	160	160	160
Gesamt:	**7.846**	**11.422**	**15.580**	**21.013**

Die Werte aus dem Regionalszenario wurden vor der Weiterverwendung für die Berechnungen des Netzausbauplans moderat an neuere Erkenntnisse angepasst, die erst nach Veröffentlichung des Regionalszenario 2025 der Planungsregion Bayern bekannt wurden. Insbesondere der zwischenzeitliche Zubau an Anlagen sowie getätigte Anschlusszusagen wurden hierbei berücksichtigt. Die veränderten Werte sind in Tabelle 3 und Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 3

Angepasste Werte des Regionalszenario 2025 der Planungsregion Bayern | Basisszenario

Auf das Versorgungsgebiet der N-ERGIE Netz entfallende Leistung in MW

	Bestand (2025)	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	1.757	3.395	5.165	5.906
Photovoltaik Freifläche (MWp)	2.110	2.941	3.836	4.224
Windenergie an Land	783	1.809	2.984	3.015
Sonstige erneuerbare Erzeugung	375	207	167	99
Konventionelle Kraftwerke	368	368	316	250
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	167	417	850	1.150
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	0	25	25
Elektromobilität	163	687	1.558	2.676
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	2.170	2.187	2.136	2.094
Stand-alone Rechenzentren	75	149	211	253
Elektrolyseure	0	0	0	134
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	360	602	785	864
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	91	407	1.020	2.674
Pumpspeicher	160	160	160	160
Gesamt:	**8.579**	**13.329**	**19.213**	**23.524**

Tabelle 4

Angepasste Werte des Regionalszenario 2025 der Planungsregion Bayern | Effizienzszenario

Auf das Versorgungsgebiet der N-ERGIE Netz entfallende Leistung in MW

	Bestand (2025)	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	1.757	2.834	4.143	4.852
Photovoltaik Freifläche (MWp)	2.110	2.579	3.146	3.527
Windenergie an Land	783	2.014	2.871	3.576
Sonstige erneuerbare Erzeugung	375	207	167	99
Konventionelle Kraftwerke	368	368	316	250
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	167	267	417	617
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	0	200	200
Elektromobilität	163	687	1.558	2.676
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	2.170	2.187	2.136	2.094
Stand-alone Rechenzentren	75	149	211	253
Elektrolyseure	0	0	0	134
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	360	527	644	722
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	91	312	1.120	2.662
Pumpspeicher	160	160	160	160
Gesamt:	**8.579**	**12.291**	**17.089**	**21.822**

2.2. Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe

Nachfolgend werden die aktuelle Versorgungsaufgabe sowie deren voraussichtliche Entwicklung über die Stützjahre hinweg beschrieben und Besonderheiten in Bezug auf die verschiedenen Teilnetzgebiete, Netzebenen und als Haupttreiber wirkende Technologien herausgestellt. Dabei gilt zu berücksichtigen, dass in niedrigeren Spannungsebenen angeschlossene Erzeuger, Verbraucher und Speicher immer auch eine Wirkung auf höhere Spannungsebenen haben.

2.2.1. Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025

Eine Abschätzung für die Aufteilung der Bestandswerte aus dem Regionalszenario 2025 auf die Netzebenen für das gesamte Netzgebiet ist in Tabelle 5 dargestellt. Im Folgenden wird die Netzsituation in den drei Teilnetzgebieten erläutert.

1. Das Teilnetz „Stadtnetz N-ERGIE Netz“ ist vorrangig lastgetrieben. Bereits heute besteht ein hohes Anfrageaufkommen für Bezugsleistung, aus welchem Ausbaubedarfe auf den Netzebenen 4 (HS/MS) und 5 (MS) resultieren. Treiber sind insbesondere der Neubau von Rechenzentren, Ladesäulen für Elektromobilität und Speichern sowie die Elektrifizierung von Industrieanlagen. Hinzu kommt, dass an vielen Stellen im Stromnetz über alle Ebenen hinweg zustandsbedingte Erneuerungs- und Ersatzmaßnahmen notwendig sind.

Dagegen ist das Teilnetz „Regionalnetz N-ERGIE Netz“ überwiegend einspeisegetrieben. In vielen Stunden im Jahr herrscht durch die in den letzten Jahren enorm gewachsene installierte Leistung an erneuerbarer Erzeugung bei vergleichsweise geringer Last eine starke Auslastung des Netzes bei einspeisegünstigen Bedingungen (Wind, Sonne). Deshalb werden immer häufiger Redispatch-Maßnahmen, also das Abregeln von Erzeugungsanlagen, notwendig, um insbesondere in der Netzebene 3 (HS) die Versorgungssicherheit durchgehend sicherzustellen und Überlastungen von Betriebsmitteln zu vermeiden. Auch in den Netzebenen 4 (HS/MS) und 5 (MS) bestehen große Ausbaubedarfe. Hier können zudem für den Anschluss neuer Verbraucher Herausforderungen entstehen. Haupttreiber sind überwiegend in Netzebene 5 (MS) angeschlossene Freiflächen-PV-Anlagen sowie überwiegend in Netzebene 7 (NS) angeschlossene Aufdach-PV-Anlagen.

Das Teilnetz „Regionalnetz Überlandwerk Schäftersheim“ ist ebenfalls einspeisegetrieben. Auch hier sind zahlreiche Betriebsmittel hoch ausgelastet, wobei derzeit jedoch weniger Redispatch notwendig ist. Auf der Netzebene 5 (MS) installierter Haupttreiber sind Freiflächen-PV- und Windkraftanlagen. Hinzu kommen Aufdach-PV-Anlagen, die überwiegend in der Netzebene 7 (NS) angeschlossen sind.

Tabelle 5

Aktuelle Versorgungsaufgabe
Aufteilung der Bestandswerte aus dem Regionalszenario 2025 auf die Netzebenen [MW]

	UW HöS/HS	HS	UW HS/MS	MS	UW MS/NS	NS
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	-	0,0	8,2	228,8	81,7	1.315,4
Photovoltaik Freifläche (MWp)	-	10,9	30,9	1.761,5	5,8	6,0
Windenergie an Land	-	115,6	49,9	617,6	0,0	0,0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	-	5,2	1,0	230,1	19,5	19,1
Konventionelle Kraftwerke	-	238,6	22,1	100,0	3,7	3,7
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	-	0,0	0,0	0,8	0,8	165,3
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Elektromobilität	-	0,0	0,0	16,3	16,3	130,4
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	-	65,5	71,8	1.341,5	78,3	612,9
Stand-alone Rechenzentren	-	0,0	0,0	75,0	0,0	0,0
Elektrolyseure	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	-	0,0	0,0	0,0	0,0	93,0
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	-	0,0	107,3	0,0	35,8	0,0
Pumpspeicher	-	160,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gesamt:	**-**	**595,8**	**291,1**	**4.371,5**	**242,0**	**2.345,8**

2.2.2. Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5

Im Zeitraum bis zum Stützjahr T+5 (2030) wird das Teilnetz „Stadtnetz N-ERGIE Netz“ weiterhin lastgetrieben bleiben. Gemäß den Prognosen wird ein Zubau an Verbrauchern stattfinden. Überwiegend auf der Netzebene 7 (NS) angeschlossene Haupttreiber sind Wärmepumpen für dezentrale Wärmelösungen und Ladeinfrastruktur für Elektromobilität. Hinzu kommen punktuelle Großverbraucher wie Rechenzentren oder elektrifizierte Industrie sowie Großbatteriespeicher in den Netzebenen 3 bis 5 (HS, HS/MS und MS). Nur gering wirkt dem der erwartete Zubau an Aufdach-PV-Anlagen, hauptsächlich in Netzebene 7 (NS) angeschlossen, entgegen.

Das Teilnetz „Regionalnetz N-ERGIE Netz“ wird bis zum Stützjahr T+5 wie bisher durch Einspeiser getrieben. Zentral ist hierbei der erwartete Zubau an Freiflächen-PV-Anlagen, überwiegend auf der Netzebene 5 (MS). Aber auch die Entwicklung von Aufdach-PV in der Netzebene 7 (NS) und Windkraft in den Netzebenen 3 bis 5 (HS, HS/MS und MS) spielen eine wichtige Rolle. Zusätzlich können Ausbaubedarfe durch hinzukommende punktuelle Großverbraucher wie Rechenzentren, elektrifizierte Industrie oder Großbatteriespeicher weitere Ausbaubedarfe verursachen.

Im Teilnetz „Regionalnetz Überlandwerk Schäftersheim“ entwickelt sich die voraussichtliche Versorgungsaufgabe ähnlich wie im Regionalnetz N-ERGIE Netz, jedoch liegt der Fokus hier stärker auf der Integration neuer Freiflächen-PV-Anlagen.

2.2.3. Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10

Im Zeitraum bis zum Stützjahr T+10 (2035) setzen sich die in Abschnitt 2.2.2 beschriebenen Entwicklungen aus dem vorangegangenen Zeitraum in allen Teilnetzgebieten weiter fort.

2.2.4. Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045

Im Zeitraum bis zum Zieljahr 2045 setzen sich die in 2.2.2 beschriebenen Entwicklungen aus dem Zeitraum bis zum Stützjahr T+5 in allen Teilnetzgebieten grundsätzlich fort. Zusätzlich wird in den Teilnetzgebieten „Regionalnetz N-ERGIE Netz“ und „Regionalnetz Überlandwerk Schäftersheim“ ein verstärkter Zubau von Großbatteriespeichern auf den Netzebenen 3 bis 5 (HS, HS/MS und MS) erwartet.



Foto: Rainer Bäsmann

3. Netzdimensionierende Netzausbauplanung

Unter „netzdimensionierenden Ausbaubedarf“ fallen Maßnahmen, durch die eine Erhöhung der Übertragungskapazität erreicht werden soll. Es handelt sich um Maßnahmen aus den Projektkategorien „Neubau“, „Netzoptimierung und -verstärkung“ sowie „Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität“.

Die voraussichtlich notwendigen Ausbaumaßnahmen im Stromnetz der N-ERGIE Netz wurden auf Grundlage der einschlägigen Gesetze, Normen und Regeln der Technik erarbeitet. Je Netzebene unterscheidet sich das Vorgehen gemäß den verschiedenen Anforderungen und Rahmenbedingungen. Für alle Netzebenen gültig ist das NOVA-Prinzip. Die Abkürzung „NOVA“ steht für „**N**etz**o**ptimierung vor **V**erstärkung vor **A**usbau“. Diesem Prinzip zufolge werden Netzoptimierung vor Netzverstärkung und Netzverstärkung vorrangig vor Netzausbau durchgeführt.

Im auf VNBdigital.de veröffentlichten, maschinell lesbaren Maßnahmenplan sind, wie innerhalb der Planungsregion vereinbart, die identifizierten, notwendigen Maßnahmen für das Basisszenario abgebildet. Nachfolgend werden die Ausbaubedarfe in aggregierter Form je Netzebene und Zeitpunkt des voraussichtlichen Baubeginns dargestellt. Die ermittelten Ausbaubedarfe erweisen sich gegenüber den unterschiedlichen Annahmen der beiden Szenarien als robust. Unterschiede ergeben sich lediglich bei vereinzelten Maßnahmen hinsichtlich des aus Sicht der Netzplanung optimalen Fertigstellungszeitpunkts. Da der voraussichtliche Baubeginn jedoch in Basis- und Effizienzszenario übereinstimmt, wird auf eine separate Darstellung des Effizienzszenarios in aggregierter Form verzichtet.

Insgesamt wird bis 2045 ein netzdimensionierender Netzausbaubedarf mit Investitionen von rund 5,8 Mrd. Euro über alle Netzebenen hinweg erwartet. Bis 2045 muss nahezu das gesamte Hochspannungsnetz optimiert, erneuert oder verstärkt werden. Hinzu kommen Ausbaubedarfe für die Anbindung neuer HS/MS-Umspannwerke. In der Hochspannung sind Neubaumaßnahmen mit einer Trassenlänge von in Summe 141 km bereits konkret geplant oder vorgesehen. Bis zum Jahr 2045 wird von einem Neubaubedarf von insgesamt 158 km ausgegangen.

3.1. Hochspannung

Für die Ermittlung der in den Netzebenen 3 (HS) und 4 (HS/MS) voraussichtlich notwendigen Ausbaumaßnahmen wurden die im Abschnitt 2.1 dargestellten, moderat angepassten Prognosen aus dem Regionalszenario Bayern (vgl. Tabelle 3 und Tabelle 4) zunächst auf Gemeindeebene regionalisiert und nach regionalen Versorgungsbereichen auf Umspannwerksebene im Netzgebiet zusammengefasst. Im Anschluss wurden je Umspannwerk Erzeugungs- und Lastzeitreihen mit 8.760 Stundenwerten erstellt, die das Verhalten der verschiedenen Einspeise-, Verbraucher- und Speichertechnologien im zeitlichen Verlauf abbilden. Dabei wurden unter anderem auch das vom Wetter abhängige Verhalten der erneuerbaren Energien sowie der Einfluss des Strompreises auf die marktbasierte Fahrweise flexibler Verbraucher, direktvermarkteter EE-Anlagen und Speicher berücksichtigt. Dafür wurde zunächst eine Marktsimulation durchgeführt und im Anschluss ein Energiemodell erstellt. Zudem wurden die Fahrpläne von Großkraftwerken entsprechend bekannten Restriktionen modelliert. Diese zeitliche Auflösung ermöglicht es, neben der Höhe der Netzbelastung auch deren zeitliches Auftreten und Dauer in der Netzplanung zu berücksichtigen.

Im nächsten Schritt wurden auf Basis der Prognose-Zeitreihen Netzberechnungen am Modell des HS-Netzes der N-ERGIE Netz durchgeführt. Hierbei wurden die in den verschiedenen Szenarien und Stützjahren entstehenden Kurzschluss- und Lastströme ermittelt sowie eine Ausfallanalyse vorgenommen. Ergaben die Simulationen eine rechnerische Überschreitung der Grenzwerte eines Betriebsmittels gemäß den anerkannten Regeln der Technik, wurden zur Behebung des Engpasses geeignete Maßnahmen nach dem NOVA-Prinzip identifiziert. Beim Aufkommen eines Ausbaubedarfs wurde geprüft, ob dieser im selben Bereich in den darauffolgenden Stützjahren weiter ansteigt. War dies der Fall, wurde der endgültige Ausbaubedarf angegeben. Da die Netzsimulationen die Überschreitung der zulässigen Grenzwerte für Kurzschlussströme ergaben, wurde das HS-Netz in drei galvanisch getrennte Netzgruppen aufgeteilt.

In den Netzebenen 3 und 4 (HS und HS/MS) ist die (n-1)-Sicherheit ein wesentliches Planungskriterium: Das Hochspannungsnetz wird so redundant ausgelegt, dass bei Ausfall oder betriebsbedingt erforderlichem Abschalten von Betriebsmitteln keine Versorgungsunterbrechungen oder unzulässigen Betriebszustände auftreten. Davon ausgenommen sind EE-Einspeise-Netze, die ausschließlich die Aufgabe haben, erzeugte Energie aufzunehmen. Da hier eine Unterbrechung der Verbindung weniger gravierende Folgen für die Versorgungssicherheit hat, ist eine (n-0)-sichere Auslegung in diesem Fall sachgerecht.

Aus den zeitreihenbasierten Netzberechnungen und den festgelegten Planungsgrundsätzen wurde für jedes Stützjahr ein technisch erforderlicher Zielnetzzustand bzw. konkreter Maßnahmenbedarf abgeleitet. Der identifizierte zu erwartende netzdimensionierende Ausbaubedarf in der Hochspannung ist in aufsummierter Form in Tabelle 6 abgebildet. Die Einordnung in die angegebenen Zeiträume erfolgt anhand des voraussichtlichen Baubeginns der jeweiligen Maßnahmen. Die individuellen im Rahmen der Netzausbauplanung identifizierten notwendigen Ausbaumaßnahmen werden im auf VNBdigital.de veröffentlichten Maßnahmenplan tabellarisch dargestellt. Die fortlaufende Nummerierung stellt sowohl Maßnahmen des aktuellen Netzausbauplans als auch der vorangegangenen Netzausbaupläne dar. Darunter befinden sich neben vorgesehenen, konkret geplanten und im Bau befindlichen Maßnahmen ebenfalls erstmals abgeschlossene und stornierte Maßnahmen. Im ebenfalls auf VNBdigital.de veröffentlichten Datenblatt ist zusätzlich der aggregierte Ausbaubedarf dargestellt.

Tabelle 6

Netzdimensionierende* Ausbauplanung Hochspannung | Basis- & Effizienzszenario
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]	0 [Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	181 [km]	429 [Mio. Euro]
	NE 4: HS/MS UW	22 [UW]	335 [Mio. Euro]
2031 bis 2035 (T+10)	NE 2: HöS/HS UW	0 [UW]	0 [Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	167 [km]	570 [Mio. Euro]
	NE 4: HS/MS UW	23 [UW]	302 [Mio. Euro]
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 2: HöS/HS UW	0 [UW]	0 [Mio. Euro]
	NE 3: HS-Leitungen	641 [km]	1.787 [Mio. Euro]
	NE 4: HS/MS UW	43 [UW]	700 [Mio. Euro]

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

Herausforderungen für das Hochspannungsnetz

Der starke erwartete und bereits festzustellende EE-Zubau erhöht insbesondere den Bedarf für den Abtransport von überschüssiger Energie in Richtung Übertragungsnetz, während steigende Lasten höhere Bezugsleistungen aus dem vorgelagerten Netz erfordern. Derzeit ist das Stromnetz der N-ERGIE Netz über drei Verknüpfungspunkte physikalisch an das Übertragungsnetz angeschlossen. Die Planungen für vier bis fünf zusätzliche Kuppelstellen zum Übertragungsnetz sind bereits angelaufen und die N-ERGIE Netz steht in engem planerischem Austausch mit den zuständigen vorgelagerten Netzbetreibern. Mit der Inbetriebnahme der Kuppelstellen ist ab Anfang bis Mitte der 2030er Jahre zu rechnen.

Das HS-Netz der N-ERGIE Netz ist derzeit aufgrund des enormen Zubaus an EE-Anlagen in den letzten Jahren und der Anschlusszusagen für weitere geplante Anlagen in den unterlagerten Netzebenen nahezu flächendeckend hoch ausgelastet und in Zeiten mit guten Erzeugungsbedingungen engpassbehaftet. Dies führt aktuell zu erheblichen Abregelungen von Erzeugungsanlagen über den Redispatch-Prozess. Ein klassischer Anschluss mit jederzeit uneingeschränkt verfügbarer Einspeisekapazität ist in den betroffenen Netzbereichen nicht bzw. nur nach weiterem Netzausbau möglich. Aufgrund der langen Realisierungszeiten des Netzausbaus in der Hochspannungsebene sind diese Engpässe nicht kurzfristig zu beheben.

Auf die Umsetzungsgeschwindigkeit der notwendigen Ausbaumaßnahmen wirken sich verschiedene Faktoren aus. Dazu zählen insbesondere langwierige Genehmigungsverfahren und komplexe Abstimmungs- und Beteiligungsprozesse sowie Anforderungen an die Akzeptanz von Netzausbauvorhaben, wodurch sich Projekte verzögern können. Auch die Verfügbarkeit von Materialien und Baufirmen sowie weiterer Dienstleister stellt zunehmend eine Herausforderung dar. Darüber hinaus können begrenzte finanzielle Ressourcen den erforderlichen Netzausbau bremsen.

Um bereits vor Umsetzung der notwendigen Netzausbaumaßnahmen zusätzliche EE-Anlagen anschließen und vorhandene Netzkapazitäten bestmöglich nutzen zu können, bietet die N-ERGIE Netz als einer der ersten Netzbetreiber in Deutschland sogenannte Flexible Connection Agreements

(FCAs) an. FCAs ersetzen nicht den erforderlichen Netzausbau, sondern ermöglichen eine flexiblere Nutzung der verfügbaren Netzkapazitäten. Im Rahmen dieser flexiblen Netzanschlussvereinbarungen legen Netz- und Anlagenbetreiber in Abhängigkeit der lokalen Netzsituation bestimmte flexible Leistungsgrenzen und Zeitfenster für die Einspeisung am Netzverknüpfungspunkt der Anlage fest. In der Regel werden konkrete Ausschlusszeiten für Einspeisung oder durchgängige Leistungsbegrenzungen vereinbart. Erhalten beispielsweise Windkraftanlagen einen Netzanschluss in PV-dominierten und hoch ausgelasteten Netzbereichen, dürfen sie zu Zeiten hoher Erzeugung der PV-Anlagen nicht einspeisen, können aber Einspeisefenster außerhalb der PV-starken Zeiten nutzen.

Zudem prüft die N-ERGIE Netz derzeit in einer gemeinsamen Studie mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) München die Umsetzung von volldynamischen FCAs. Bei diesem Konzept erfolgt die Begrenzung der Einspeisung in Abhängigkeit von der tatsächlichen Netzauslastung statt über feste Ausschlusszeiten. Dadurch soll die vorhandene Netzinfrastruktur noch effizienter genutzt werden.

Einflussfaktoren auf die Priorisierung von Maßnahmen

Die Vielzahl der bis 2045 erforderlichen Netzausbaumaßnahmen sowie begrenzte Planungs- und Umsetzungskapazitäten erfordern eine systematische Priorisierung und zeitliche Koordination der Maßnahmen. Ziel ist es, voneinander abhängige Maßnahmen bestmöglich auf deren physikalische Wirkung hinsichtlich der Steigerung von Anschluss- und Übertragungskapazitäten umzusetzen. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, wurden die Maßnahmen nach dem Grundprinzip einer Wichtigkeits- und Dringlichkeitsmatrix bewertet. Die herangezogenen Bewertungskriterien sind:

- Versorgungssicherheit – Vermeidung kritischer Netzzustände sowie Betriebsmittelzustände,
- Wirkung auf Behebung bestehender und/oder unmittelbar bevorstehender Netzengpässe – Minimierung des Redispatchbedarfs,
- Sicherheit und Gesundheit – Anlagen- und Personensicherheit,
- Effiziente Netzstrukturen – z.B. Termine und Planungen vorgelagerter Netzbetreiber,
- Vertragliche Verpflichtungen – Netzanschlussverträge und eingegangene Verbindlichkeiten/Anschlusszusagen,
- Aktueller Planstand – Reifegrad der Umsetzung.

Die Angaben unter „voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns“ sowie des „voraussichtlichen Zeitpunktes der Inbetriebnahme“ erfolgte unter Einbeziehung der Ressourcenverfügbarkeit über den End-to-End-Prozess (Planung, Genehmigung, Ausschreibung und Vergabe, Bau und Inbetriebnahme). Bei perspektivisch nach 2045 vorgesehenen Maßnahmen wurde das voraussichtliche Inbetriebnahmedatum unabhängig von der tatsächlichen Umsetzung pauschal auf das Jahr 2047 gesetzt, da eine Bauplanung über 20 Jahre in die Zukunft nicht sachgerecht und sinnvoll möglich ist.

Notwendige Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen

Im Vergleich zu den erwarteten Verbrauchssteigerungen durch elektrische Wärmeerzeugung, Elektromobilität und die Substitution fossiler Energieträger durch strombasierte Anwendungen in der Industrie fällt der in den Szenarien unterstellte, verbrauchsmindernde Effekt von Energieeffizienzmaßnahmen geringer aus, kann lokal jedoch netzplanerisch relevant sein.

Wie im Überleitungsdokument der Planungsregion Bayern beschrieben, haben Nachfragesteuerungsmaßnahmen nach § 14a EnWG zwar betriebliche, aber keine planerischen Auswirkungen. Da das Dimmen von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen eine Verpflichtung zum unverzüglichen Netzausbau hervorruft, müssten die bestehenden gesetzlichen Regelungen weiterentwickelt werden, damit Nachfragesteuerungsmaßnahmen bei der Netzdimensionierung berücksichtigt werden können. Der Einsatz von Nachfragesteuerungsmaßnahmen nach § 14a EnWG ist daher aktuell nicht geplant.

Verschärft sich die Entwicklung des Lastzubaus, kann dieser jedoch insbesondere in Ballungsräumen nicht ausgeschlossen werden.

3.2. Mittel- bis Niederspannung

In der Mittel- bis Niederspannung findet die konkrete Netzausbauplanung aufgrund der geringeren Realisierungsdauer von Netzmaßnahmen kurz- bis mittelfristig auf Basis konkreter oder zeitnah erkennbarer Planungsanlässe und Bedarfe statt. Hier sind deutlich detailliertere Kenntnisse zu Ort und Zeitpunkt individueller Kundenanschlüsse für die Netzplanung notwendig als in der Hochspannung. Würden die vorliegenden Prognosen weiter regionalisiert, beispielsweise bis auf Ortsteilebene, ergäben sich Scheingenauigkeiten, die zu Fehlinvestitionen führten. Da auf diesen Netzebenen eine maßnahmenscharfe Vorschauplanung nicht sinnvoll und zweckmäßig ist, wurden die Ausbaubedarfe überwiegend mittels Sammelpositionen abgeschätzt. Bereits konkret geplante Maßnahmen in der Netzebene 5 (MS) wurden in den Maßnahmenplan aufgenommen.

In der Netzebenen 5 (MS) findet in der Regel, wie in der Hochspannung auch, das (n-1)-Kriterium Anwendung: Das Mittelspannungsnetz wird grundsätzlich redundant ausgelegt, sodass beim Ausfall oder Abschalten einzelner Betriebsmittel im Netz keine Versorgungsunterbrechungen oder unzulässigen Betriebszustände auftreten.

Der identifizierte zu erwartende netzdimensionierende Ausbaubedarf in der Mittel- bis Niederspannung ist in aufsummierter Form in Tabelle 7 angegeben. Die Einordnung in die angegebenen Zeiträume erfolgt gemäß der Vorgabe der BNetzA anhand des voraussichtlichen Baubeginns der jeweiligen Maßnahmen. Die individuellen im Rahmen der Netzausbauplanung identifizierten notwendigen Ausbaumaßnahmen werden im auf VNBdigital.de veröffentlichten Maßnahmenplan tabellarisch dargestellt. Die fortlaufende Nummerierung stellt sowohl Maßnahmen des aktuellen Netzausbauplans als auch der vorangegangenen Netzausbaupläne dar. Darunter befinden sich neben vorgesehenen, konkret geplanten und im Bau befindlichen Maßnahmen ebenfalls erstmals abgeschlossene und stornierte Maßnahmen. Im auf VNBdigital.de veröffentlichten Datenblatt ist zusätzlich der aggregierte Ausbaubedarf dargestellt.

Tabelle 7

Netzdimensionierende* Ausbauplanung Mittel- bis Niederspannung

Zeitraum	Maßnahme	Geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 5: MS-Leitungen	430 [km]	145 [Mio. Euro]
	NE 6: MS/NS UW	486 [UW]	82 [Mio. Euro]
	NE 7: NS-Leitungen	312 [km]	81 [Mio. Euro]
2031 bis 2035 (T+10)	NE 5: MS-Leitungen	529 [km]	180 [Mio. Euro]
	NE 6: MS/NS UW	633 [UW]	107 [Mio. Euro]
	NE 7: NS-Leitungen	421 [km]	109 [Mio. Euro]
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 5: MS-Leitungen	1.289 [km]	437 [Mio. Euro]
	NE 6: MS/NS UW	1.497 [UW]	254 [Mio. Euro]
	NE 7: NS-Leitungen	983 [km]	255 [Mio. Euro]

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

Herausforderungen im Mittel- und Niederspannungsnetz

Die MS-Netze der N-ERGIE Netz sind aufgrund des starken Zubaus an EE-Anlagen in den letzten Jahren und der Anschlusszusagen für weitere geplante Anlagen in den unterlagerten Netzebenen schon heute hoch ausgelastet und in Zeiten mit guten Erzeugungsbedingungen regional engpassbehaftet. Eine zentrale Herausforderung für das Mittelspannungsnetz ergibt sich aus den bereits beschriebenen langen Umsetzungsdauern für neue HS-Leitungen. Durch diese verzögert sich an einigen Stellen im Netz auch der Bau von neuen HS/MS-Umspannwerken, der für die weitere Entwicklung und Entlastung des Mittelspannungsnetzes erforderlich ist. Die Folge ist, dass für Problemstellungen wie Spannungshaltung oder Erdschlussströme alternative Übergangslösungen gefunden werden müssen und Ausbauvorhaben in der Netzebene 5 (MS) verzögert umgesetzt werden können.

Zudem sind Leistungserhöhungen bei Industrieunternehmen, deren Prozesse dekarbonisiert werden sollen, teils herausfordernd. Übersteigt die angefragte, höhere Leistung bestimmte Werte, ist nicht die Netzebene 5 (MS) die geeignete Netzebene für den Anschluss des Verbrauchers, sondern die Ebenen 4 (HS/MS) oder 3 (HS). Fehlende lokale Netz- bzw. Anschlusskapazitäten können damit zu einem limitierenden Faktor für die Elektrifizierung und Dekarbonisierung industrieller Prozesse werden.

Im Niederspannungsnetz wird langfristig vor allem die Transformation vom klassischen Verbraucher über Prosumer hin zum Flexumer zur Herausforderung, da eine stark wachsende Zahl dezentraler Erzeuger, Speicher und steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in das Netz integriert und die großen Mengen dezentraler Kleinflexibilitäten koordiniert werden müssen. Netzausbau, intelligente Steuerung und Flexibilitätsnutzung müssen künftig stärker integriert betrachtet und aufeinander abgestimmt werden. Dabei müssen in der Netzplanung zunehmend dynamische und individuelle Verbrauchs- und Einspeiseprofile berücksichtigt werden. Der Netzbetrieb muss mit marktgetriebener Flexibilitätsnutzung verknüpft und in Einklang gebracht werden. Dafür ist der Aufbau ausreichender Netztransparenz durch Messwerte in Verbindung mit Steuerungsmöglichkeiten notwendig.

Kurz- bis mittelfristig erweist sich vor allem die flächendeckende Umsetzung der Steuerbarkeit im Niederspannungsnetz als herausfordernd. Im Fokus steht dabei der massenfähige Rollout von Steuerungseinrichtungen und die Etablierung robuster End-to-End-Prozesse. Die flächendeckende, zuverlässige Kommunikationsanbindung im Niederspannungsnetz, insbesondere der Ausbau der Breitband-Powerline-Infrastruktur soll nach aktueller Planung noch bis 2028 abgeschlossen werden. Die hierfür erforderlichen Mess-, Kommunikations- und Steuerungsprozesse müssen weiter standardisiert und für einen massenfähigen Einsatz skaliert werden.

Notwendige Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen

Im Vergleich zu den erwarteten Verbrauchssteigerungen durch elektrische Wärmeerzeugung, Elektromobilität und die Substitution fossiler Energieträger durch strombasierte Anwendungen in der Industrie fällt der in den Szenarien unterstellte, verbrauchsmindernde Effekt von Energieeffizienzmaßnahmen geringer aus, kann lokal jedoch netzplanerisch relevant sein.

Wie im Überleitungsdokument der Planungsregion Bayern beschrieben, haben Nachfragesteuerungsmaßnahmen nach § 14a EnWG zwar betriebliche, aber keine planerischen Auswirkungen. Da das Dimmen von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen eine Verpflichtung zum unverzüglichen Netzausbau hervorruft, müssten die bestehenden gesetzlichen Regelungen weiterentwickelt werden, damit Nachfragesteuerungsmaßnahmen bei der Netzdimensionierung berücksichtigt werden können. Der Einsatz von Nachfragesteuerungsmaßnahmen nach § 14a EnWG ist daher aktuell nicht geplant. Verschärft sich die Entwicklung des Lastzubaus, kann dieser jedoch insbesondere in Ballungsräumen nicht ausgeschlossen werden.



Foto: Rainer Bäsmann

4. Nicht netzdimensionierender Ausbaubedarf

Unter nicht netzdimensionierendem Ausbaubedarf werden Netzausbaumaßnahmen verstanden, durch welche die Übertragungskapazität nicht erhöht wird. Hierunter fallen reiner Ersatz oder Rückbau von Betriebsmitteln sowie Altlastentsorgung. Im Versorgungsgebiet der N-ERGIE Netz findet nicht netzdimensionierender Netzausbau derzeit nur in begrenztem Umfang und vornehmlich in den unteren Netzebenen statt. Beim Ersatz von Betriebsmitteln aus Gründen des Substanzerhalts wird in der Regel vorausschauend deren Übertragungskapazität erhöht.

Der erwartete nicht netzdimensionierende Ausbaubedarf über alle von der N-ERGIE Netz betriebenen Netzebenen ist in aufsummierter Form in Tabelle 8 dargestellt. Die Einordnung in die angegebenen Zeiträume erfolgt anhand des voraussichtlichen Baubeginns der jeweiligen Maßnahmen. Die individuellen im Rahmen der Netzausbauplanung identifizierten notwendigen nicht netzdimensionierenden Ausbaumaßnahmen werden im auf VNBdigital.de veröffentlichten Maßnahmenplan tabellarisch dargestellt. Die fortlaufende Nummerierung stellt sowohl Maßnahmen des aktuellen Netzausbauplans als auch der vorangegangenen Netzausbaupläne dar. Darunter befinden sich neben vorgesehenen, konkret geplanten und im Bau befindlichen Maßnahmen ebenfalls erstmals abgeschlossene und stornierte Maßnahmen. Im auf VNBdigital.de veröffentlichten Datenblatt ist zusätzlich der aggregierte Ausbaubedarf dargestellt.

Tabelle 8

Nicht netzdimensionierende* Ausbauplanung | Basis- & Effizienzszenario

Zeitraum	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	106 [Mio. Euro]
2031 bis 2035 (T+10)	164 [Mio. Euro]
2036 bis 2045 (Zielnetz)	397 [Mio. Euro]

*Reiner Ersatz / Rückbau / Altlastentsorgung



Foto: Anna Kiel

5. Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen

Für die kommenden Jahre wird von einer Veränderung des Blindleistungsbedarfs im Netzgebiet ausgegangen. Aus Sicht der Hochspannung ergibt sich der Bedarf hauptsätzlich aus dem Teilnetzgebiet „Stadtnetz N-ERGIE Netz“, wo überwiegend Kabel eingesetzt werden. Durch den Ersatz ölisolierter Kabel durch kunststoffisolierte Kabel in der Netzebene 3 (HS) ergibt sich zunächst eine Absenkung des Ladekompensationsbedarfes. Diesem steht jedoch durch den späteren Zubau von Kabeln in allen Netzebenen eine Steigerung des Kompensationsbedarfs entgegen, welche in den späten 2030er-Jahren zu einem Bedarf an spannungssenkender Blindleistung führt. Im Teilnetzgebiet „Regionalnetz N-ERGIE Netz“ werden sich durch die hinzukommenden Direktkuppelstellen in das Übertragungsnetz Änderungen am Blindleistungsbedarf ergeben, die auf Basis des aktuellen Wissensstands noch nicht konkret beziffert werden können.

Die derzeitigen Blindleistungsbedarfe des Netzes der N-ERGIE Netz werden aus den momentan verfügbaren Quellen (insbesondere statische Kompensationseinrichtungen) gedeckt. Die Möglichkeit der marktlichen Beschaffung von Blindleistung ist ein Baustein zur Deckung der möglicherweise auftretenden zukünftigen Bedarfe. Zudem ist derzeit die gezieltere Nutzung des in den Technischen Anschlussbedingungen (TAB) für Erzeugungsanlagen geforderten Blindleistungsbereichs in Konzeption, vor allem in Hinblick auf zukünftige Erzeugungsanlagen mit Anschluss an die Netzebene 3 (HS).

Pilotprojekt zum Einsatz netzdienlicher Flexibilität

Zum Einsatz von Flexibilitätsdienstleistungen führt die N-ERGIE Netz derzeit ein Pilotprojekt durch. Sie hat als einer der ersten Verteilnetzbetreiber Deutschlands einen netzdienlichen Großbatteriespeicher ausgeschrieben, der einen lokalen Netzengpass entlasten soll. Gesetzliche Grundlage ist § 11a EnWG, der es Stromnetzbetreibern ermöglicht, „die Errichtung, die Verwaltung und den Betrieb einer im Eigentum eines Dritten stehenden Energiespeicheranlage, die elektrische Energie erzeugt, in einem offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren“ auszuschreiben, sofern die dafür anfallenden Kosten angemessen sind.

Das Vorgehen wurde im Vorfeld mit der BNetzA abgestimmt. Nachdem der Zuschlag im März 2026 an einen von mehr als 20 Ausschreibungsteilnehmern erteilt werden konnte, fand im Oktober 2026 der Spatenstich für den Speicher in direkter Nachbarschaft des Umspannwerks im Ansbacher Ortsteil Winterschneidbach statt. Der netzdienliche Batteriegroßspeicher hat eine Ein- und Ausspeicher-Leistung von 20 MW sowie eine Gesamtkapazität von 100 MWh. Der Betreiber verpflichtet sich, im Gegensatz zu bereits vorhandenen oder geplanten Speichern, den Be- und Entladeprozess an den Bedarfen des Stromverteilnetzes auszurichten. So wird langfristig die Aufnahmekapazität für erneuerbare Energien in das Stromnetz der N-ERGIE Netz erhöht. Die Inbetriebnahme des Speichers ist für das erste Halbjahr 2027 geplant.



Foto: N-ERGIE, Bernhard Bergauer

6. Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG

Das EnWG gibt Verteilnetzbetreibern mit dem Instrument der Spitzenkappung in § 11, Absatz 2 die Option, bei der Netzplanung die Annahme zugrunde zu legen, dass jährlich maximal eine Energie von drei Prozent der gesamten erzeugbaren Energie abgeregelt werden darf. Da bei der Planung eines zukünftigen Netzes nicht hinreichende Informationen zu verbauten Anlagenarten, den Umgebungsbedingungen und den lokalen Klimabedingungen vorliegen, kann nach dem FNN-Hinweis „Spitzenkappung - ein neuer planerischer Freiheitsgrad“[1] eine Leistungsreduzierung der direkt im eigenen Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen angenommen werden.

Im Netzgebiet der N-ERGIE Netz wird das Instrument der Spitzenkappung derzeit nicht angewandt, da das Stromnetz in den nächsten Jahrzehnten erheblich ausgebaut wird. Ein zielführender Einsatz der Spitzenkappung kann erst zum Zeitpunkt eines fortgeschrittenen Stadiums seine Wirkung entfalten. Die N-ERGIE Netz sieht ein Nutzungspotential für das Hochspannungsnetz und vereinzelt auch für das Mittelspannungsnetz und wird dies in Zukunft bei der Netzplanung berücksichtigen, wenn dadurch Netzausbau reduziert werden kann. Ein wesentlicher Aspekt wird dabei auch der netzdienliche Einsatz von Speichermöglichkeiten sein, welcher den Zeitpunkt des effizienten Einsatzes der Spitzenkappung spürbar beeinflussen kann.

[1] FNN-Hinweis: *Spitzenkappung - ein neuer planerischer Freiheitsgrad*, Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), 2017



Foto: Ekkehard Winkler

7. Stellungnahmen

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

Abbildungsverzeichnis

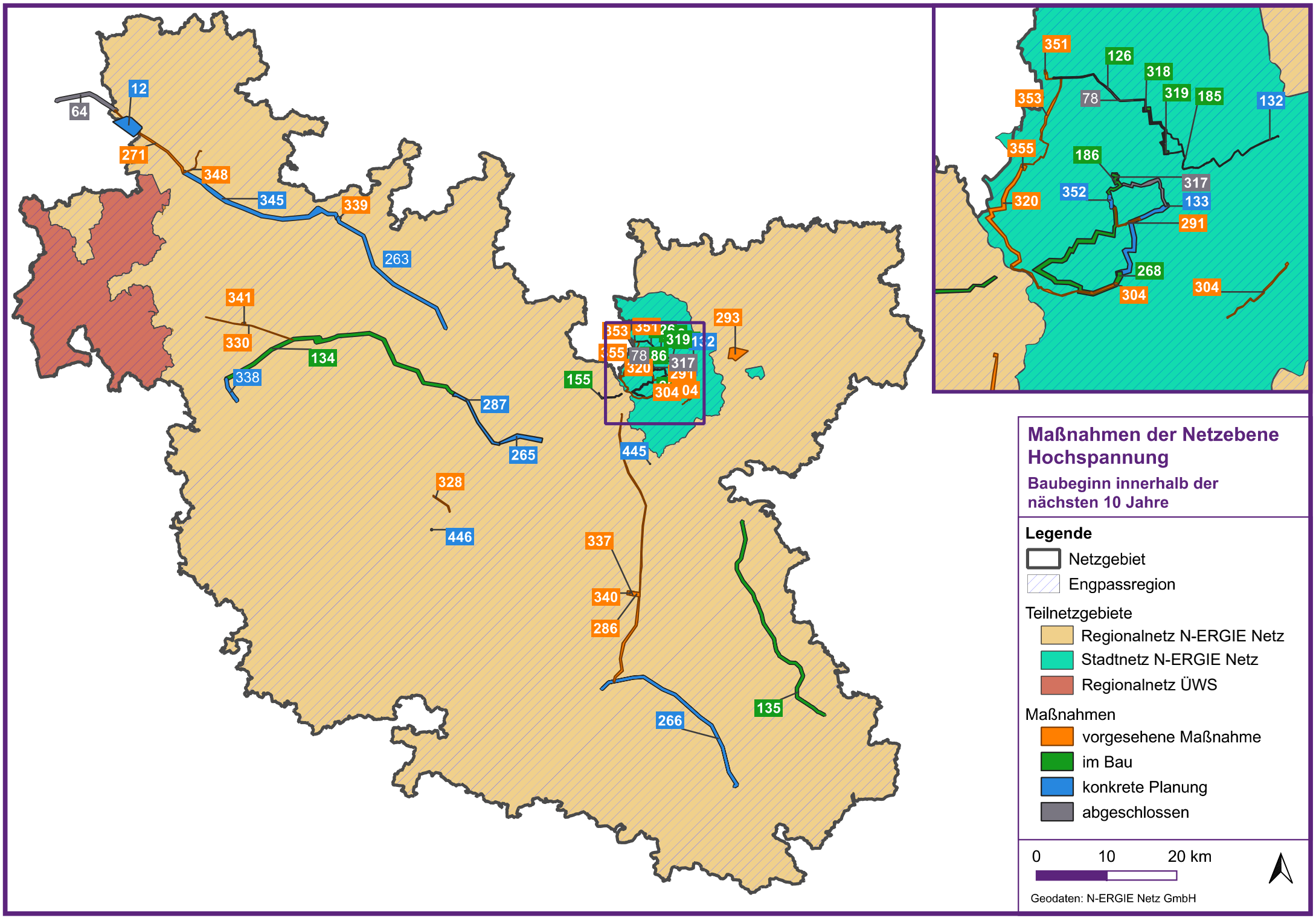
Abbildung 1: Versorgungsgebiet der N-ERGIE Netz 7
Abbildung 2: Unterteilung des Versorgungsgebiets in Teilnetzgebiete 8

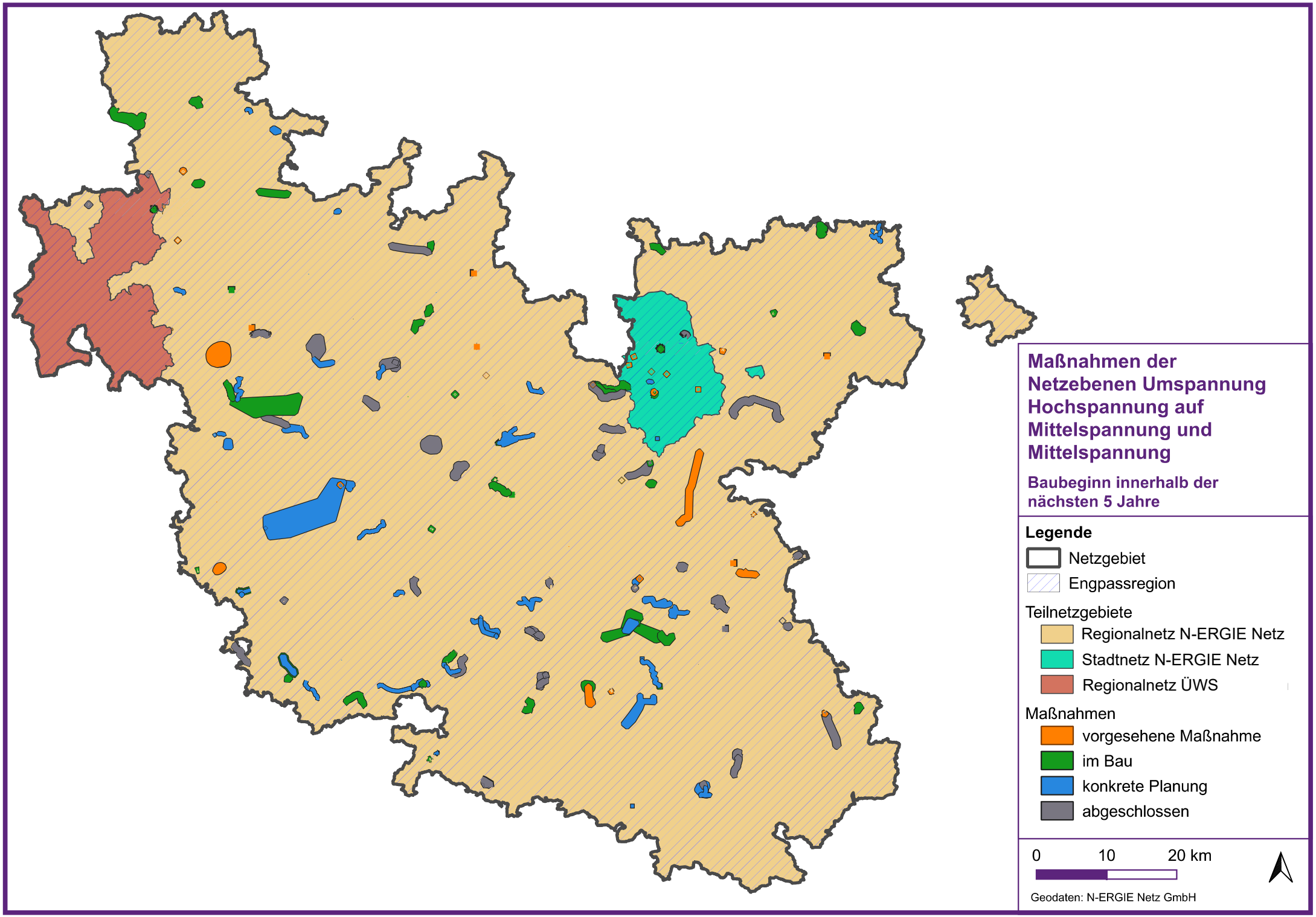
Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 13
Tabelle 2 14
Tabelle 3 15
Tabelle 4 16
Tabelle 5 18
Tabelle 6 23
Tabelle 7 26
Tabelle 8 29

Anhang

Die nach § 14d Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 EnWG geforderten Netzkarten werden im Folgenden abgebildet. Für die Netzebene Hochspannung werden die Maßnahmen mit Baubeginn innerhalb der nächsten zehn Jahre, für die Netzebenen Hoch- auf Mittelspannung bis Mittelspannung mit Baubeginn innerhalb der nächsten fünf Jahre dargestellt.


12
64
271
348
345
339
263
341
330
134
338
287
265
328
446
337
340
286
266
135
155
445
293
353
319
132
55
78
86
317
320
291
304
04
351
126
318
319
185
132
78
353
355
186
317
352
133
320
291
268
304
304
Maßnahmen der Netzebene Hochspannung
Baubeginn innerhalb der nächsten 10 Jahre
Legende
Netzgebiet
Engpassregion
Teilnetzgebiete
Regionalnetz N-ERGIE Netz
Stadtnetz N-ERGIE Netz
Regionalnetz ÜWS
Maßnahmen
vorgesehene Maßnahme
im Bau
konkrete Planung
abgeschlossen
0
10
20 km
Geodaten: N-ERGIE Netz GmbH


Maßnahmen der Netzebenen Umspannung Hochspannung auf Mittelspannung und Mittelspannung
Baubeginn innerhalb der nächsten 5 Jahre
Legende
Netzgebiet
Engpassregion
Teilnetzgebiete
Regionalnetz N-ERGIE Netz
Stadtnetz N-ERGIE Netz
Regionalnetz ÜWS
Maßnahmen
vorgesehene Maßnahme
im Bau
konkrete Planung
abgeschlossen
0
10
20 km
Geodaten: N-ERGIE Netz GmbH