Netzbericht nach § 14d Abs. 4 EnWG

Der Netzausbauplan der LEW Verteilnetz GmbH

Impressum
LEW Verteilnetz GmbH
Schaezlerstraße 3
86150 Augsburg

T +49 821 328-2222
E kontakt@lew-verteilnetz.de

Vorsitzender des Aufsichtsrats:
Christian Barr

Geschäftsführung:
Josef Wagner
Norbert Wiedemann
Sitz der Gesellschaft: Augsburg
Handelsregister: HRB 20929, Amtsgericht Augsburg
Umsatzsteueridentifikations-Nr.: DE 2404 32 124

Aufsichtsbehörde
Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Inhalt

Impressum....1
Vorwort....2
Abkürzungsverzeichnis....2
A. Einleitung....3
B. Planungsgrundlagen....4
C. Netzausbauplanung....7
D. Bedarf an System- und Flexibilitätsdienstleistungen....11
E. Lösungsoptionen....13
F. Stellungnahmen....14
G. Anhang....15

Vorwort

Zur Veröffentlichung des Netzausbauplans ist LEW Verteilnetz nach EnWG §14d verpflichtet. Der Netzausbauplan beschreibt als Ableitung aus den energiepolitischen Zielen von Bund und Freistaat sowie dem Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber technische Varianten der Umsetzung eines klimaneutralen Energiesystems im regionalen Stromverteilnetz.

Abkürzungsverzeichnis

B	Bezug
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BNetzA	Bundesnetzagentur
digiONS	Digitale Ortsnetzstation
E	Einspeisung
ENB	Ersatzneubau
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
kn	klimaneutral
LVN	LEW Verteilnetz GmbH
MS	Mittelspannung
NAP	Netzausbauplan
NE	Netzebene
NEP	Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber
NNB	Nachgelagerter Netzbetreiber
NS	Niederspannung
NVNB	Nachgelagerter Verteilnetzbetreiber
ONS	Ortsnetzstation (Netzebene 6)
PR	Planungsregion
RZ	Regionalszenario
ÜK	Übertragungskapazität
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk (Netzebene 2 oder 4)
VNB	Verteilnetzbetreiber
VVNB	Vorgelagerter Verteilnetzbetreiber

A. Einleitung

Als größter Stromverteilnetzbetreiber in Bayerisch-Schwaben und Teilen Oberbayerns ist die LEW Verteilnetz GmbH (LVN) der kompetente, zuverlässige und innovative Partner für das Stromnetz dieser Region. LVN ist eine Tochtergesellschaft der Lechwerke AG. Mit rund 950 Mitarbeitenden und zwölf Betriebsstellen sorgt LVN rund um die Uhr an 365 Tagen im Jahr für einen zuverlässigen und sicheren Betrieb eines rund 28.000 langen Energieversorgungsnetzes. Dabei gewährleisten wir einen diskriminierungsfreien Netzzugang für rund eine Mio. Einwohner im Netzgebiet. Mit hoch motivierten Mitarbeitenden, zukunftsorientierten Aus- und Umbaukonzepten, modernen Prozessabläufen und innovativen Techniken leisten wir unseren Beitrag zur aktiven Mitgestaltung der Energiewende.

Das von LVN betriebene, rund 1.000 Trassenkilometer lange 110-kV-Hochspannungsnetz deckt ungefähr 7.500 km² versorgte Fläche ab. Es erstreckt sich weitgehend über den bayerischen Regierungsbezirk Schwaben und reicht – vereinfacht dargestellt – von der Iller im Westen bis zum Lech im Osten sowie von der Donau im Norden bis ins Allgäu im Süden. Das Hochspannungs(HS)-Netz wird als vermaschtes 110-kV-Netz mit Erdschlusskompensation betrieben. Es handelt sich um ein fast reines Freileitungsnetz. Von den insgesamt 1.996 km Stromkreislänge sind nur 17 km in Kabelbauweise ausgeführt – vor allem zur Anbindung einzelner Umspannanlagen. Es ist in acht Umspannanlagen an das Höchstspannungs(HöS)-Netz der Amprion angebunden. Dabei betreibt LVN die Umspannung HöS/HS mit aktuell zwölf Transformatoren. Damit ist LVN einer von wenigen Verteilnetzbetreibern in Deutschland, welche die NE zwei im Eigentum haben und diese auch betreiben.
An das Hochspannungsnetz angebunden sind zum einen vor allem ländliche Regionen mit niedriger Lastdichte und hohen Anteilen an erneuerbaren Energien, zum anderen aber auch größere Weiterverteiler und industrielle Großkunden mit hohem Strombedarf (z.B. chemische Industrie, Papierindustrie, Stahlwerk, Luftzerlegungsanlage, Gasverdichterstation etc.). In den ländlichen Regionen sind die Netzstrukturen bereits heute stark von der Integration erneuerbarer Energien geprägt. Ergänzend dazu sind aktuell fünf Großbatteriespeicher mit 42 MW Gesamtleistung an das Mittelspannungsnetz angeschlossen. Weitere Speicherprojekte befinden sich in der Realisierungsphase. Die Mittelspannungsstromkreise mit einer Länge von 7.363 km sind mit 70% überwiegend als Kabel ausgeführt und über 77 Umspannwerke (UWs) an das Hochspannungsnetz angebunden.
Im Niederspannungsnetz liegt ebenfalls ein Verkabelungsgrad von rund 70% vor. Die Stromkreislänge beträgt 18.635 km. Von derzeit 9.222 Ortsnetzstationen sind derzeit rund 300 Stück als digitale Ortsnetzstationen (digiONS) ausgeführt. Mit Zubau oder Umrüstung von mehr als 200 Ortsnetzstationen pro Jahr und dem zusätzlichen Einbau intelligenter Messsensorik (Retrofit) schreitet die Digitalisierung auf dieser Netzebene rasch voran. Das Niederspannungsnetz ist bereits heute geprägt durch eine große Anzahl von PV-Aufdachanlagen. Dieser Trend wird sich weiter fortsetzen und zunehmend durch lastseitige Anforderungen der Wärme- und Mobilitätswende ergänzt werden. Bestehende und neu dazu kommende Heimspeicher werden zur Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt und haben daher keinen Einfluss auf die Dimensionierung des Energieversorgungsnetzes.

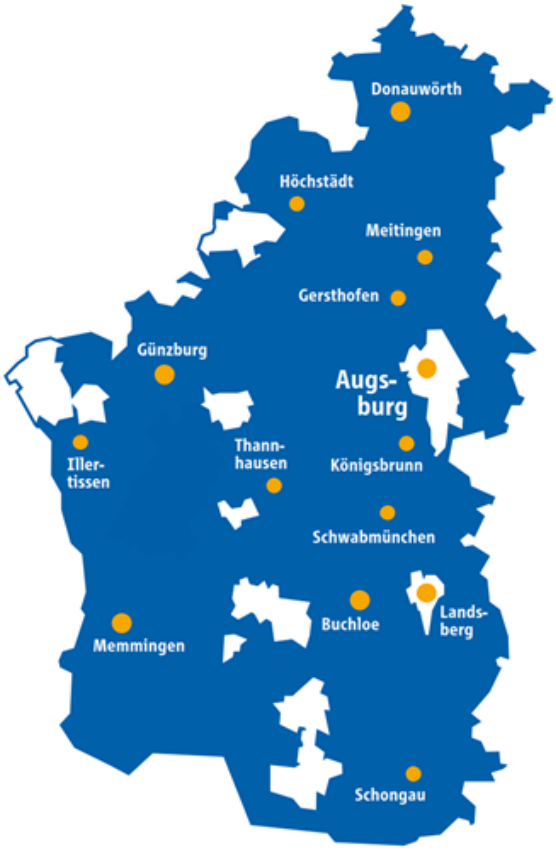

Abbildung 1: Schematische Karte der Konzessionsflächen der LVN.
Netzkarten der Spannungsebenen können online eingesehen werden

Das LVN-Netzgebiet liegt vollständig innerhalb des Bundeslandes und der Planungsregion Bayern und ist ausschließlich über den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Amprion an das Übertragungsnetz angebunden. Eine starke räumliche Differenzierung der die Anforderungen prägenden Strukturmerkmale besteht nicht. Aus betrieblichen Gründen ist das Verteilnetz bereits heute in allen Spannungsebenen in Segmente unterteilt. Die Unterteilung wird sich mit fortschreitendem Netzausbau fortlaufend verändern. Im Kontext des Netzausbauplans (NAP) wird das Netz von LVN daher als ein Teilnetz gemäß Leitfaden zur Umsetzung des Netzausbauplans nach §14d Energiewirtschaftsgesetz des BDEW betrachtet.

B. 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 Netzausbauplan basiert auf dem Regionalszenario der Planungsregion Bayern vom Juni 2023.

Präzisierend zum Regionalszenario und unter Berücksichtigung des Bayerischen Klimaschutzgesetzes (BayKlimaG) in der Fassung vom 1. Januar 2023 wird in diesem NAP davon ausgegangen, dass Bayern bereits 2040 klimaneutral (kn) ist. Die Transformationsanforderungen sind damit auf das Zieljahr 2040 hin berechnet.

Ergänzend zu der im Regionalszenario gewählten Fokussierung auf die Konzessionsgebiete, ist in der Netzausbauplanung auch die aus dem Regionalszenario abgeleitete Leistung aus dem Anschluss von

PV oder Windenergieanlagen, welche zwar im Konzessionsgebiet anderer Verteilnetzbetreiber errichtet werden, aber an das Netz der LVN direkt angeschlossen werden (in Tabelle 1 „LVN“), sowie zusätzlich die Leistung der an das Netz nachgelagerter Verteilnetzbetreiber (NVNB) angeschlossenen Leistung relevant (in Tabelle 1 in Summe mit „LVN + NVNB“ bezeichnet) berücksichtigt. Die überführten Werte sind in Tabelle 1 aufgeführt. Diese Prognosewerte sind die Grundlage des hier zu erstellenden NAPs. Für die anderen Energieträger (insb. Laufwasserkraftwerke, Heizkraftwerke, Brennstoffzellen) wird unterstellt, dass ihre Entwicklung einer geringen Dynamik unterliegt beziehungsweise ohne Leistungsänderung erfolgt und Veränderungen ohne relevanten Einfluss auf die Ergebnisse des NAPs sind. Für diese wird der Bestand fortgeschrieben.

Tabelle 1: Überführte Werte aus dem Regionalszenario, alle Angaben in MW.

		2028		**2033**		**klimaneutral**	
Energieträger	Einheit	LVN	LVN + NVNB	LVN	LVN + NVNB	LVN	LVN + NVNB
Elektromobilität	[wirks. Leistung HS]	252	393	538	841	1.271	2.006
Wärmepumpen	[wirks. Leistung HS]	283	471	592	946	1.006	1.580
PV Aufdach	[inst. Leistung]	2.425	3.339	3.697	5.150	6.001	8.749
PV Freifläche	[inst. Leistung]	1.744	2.025	3.216	3.759	6.325	7.264
Wind	[inst. Leistung]	799	868	1.493	1.586	3.233	3.339
Biomasse und KWK	[inst. Leistung]	194	243	166	205	56	65

Das Erreichen dieser Zielzahlen setzt einen weiter dynamisch voranschreitenden Ausbau der Energiewende voraus. Vergleicht man die prognostizierte Entwicklung mit den beobachtbaren Zubauraten der letzten Jahre, wird deutlich, dass sich die in den vergangenen zwei Jahren beobachtbare Entwicklung bei PV-Anlagen weiter fortsetzen muss, um die Zielzahlen zu erreichen. Im Bereich der Wärme- und Mobilitätswende sowie beim Zubau von Windenergieanlagen kann die für die Zukunft erwartbare Dynamik im aktuellen Geschehen noch nicht beobachtet werden. In diesen Bereichen werden sich zur Erreichung der Zielzahlen zukünftig Nachholeffekte einstellen müssen.

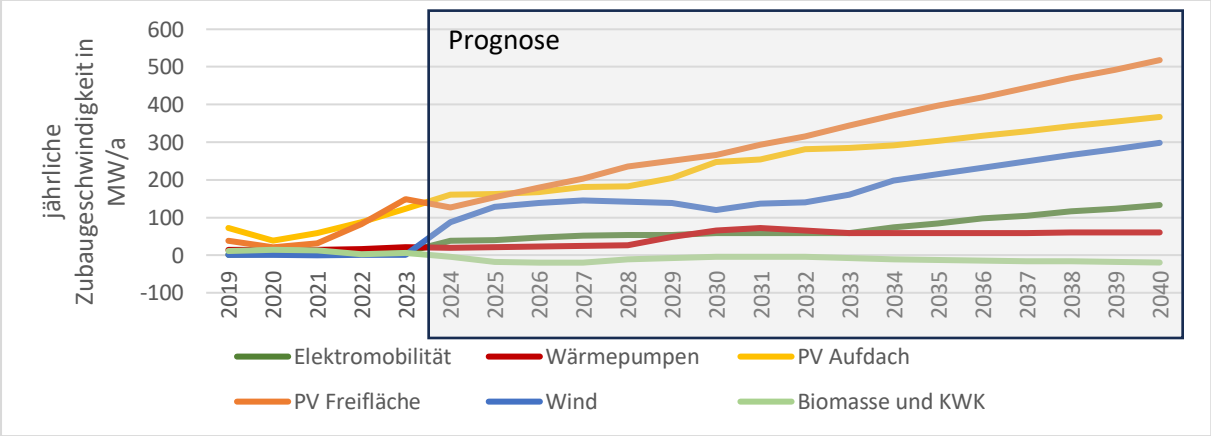

Abbildung 2: Jährliche Zubaugeschwindigkeit der letzten Jahre und Prognose zur Erreichung des Klimaneutralitätsziels

Die Basisvariante legt eine klassische Netzplanung zu Grunde. D.h., die Ausbaubedarfe werden anhand von mindestens zwei auslegungsrelevanten Situationen bestimmt: einer Situation mit hohem Bezug und geringer Einspeisung (B) und einer Situation mit hoher Einspeisung und geringem Bezug (E). Diese auslegungsrelevanten Situationen werden derart gewählt, dass jede weitere erwartbare Lastflusssituation geringere Anforderungen an das Stromnetz stellt als die zur Auslegung ausgewählten und sogleich so, dass das Eintreffen einer auslegungsrelevanten Situation auch erwartet werden kann. Zur Festlegung der auslegungsrelevanten Situationen werden historische Messdaten und weitere Daten herangezogen und daraus Netznutzungsfaktoren extrahiert. Netznutzungsfaktoren sind

Skalierungsfaktoren, welche den Beitrag eines ausgewählten Energieträgers zur auslegungsrelevanten Leistung in Bezug auf seine installierte oder wirksame Leistung angeben.
Die Netznutzungsfaktoren variieren nach Größe des relevanten Netzbereichs und nach Zusammensetzung der Energieträger.
Für Speicher wird in der Basisvariante unterstellt, dass diese in den auslegungsrelevanten Situationen keinen Beitrag leisten. Zahlreiche Untersuchungen zeigen auf, dass nichtsdestotrotz ein großes Einflusspotential auf den Netzausbaubedarf (durch marktlichen Betrieb vergrößernd und durch netzdienlichen Betrieb verringernd) möglich ist. Die aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen lassen aus unserer Sicht jedoch noch keine Tendenz in die ein oder andere Richtung zu. Weitere Erläuterungen können dem Regionalszenario der Planungsregion Bayern entnommen werden.
Bei der Verteilung der Leistung auf die Spannungsebenen werden die entsprechend des aktuellen Anfrage- und Anschlussgeschehens erwartbaren Anlagengrößen angesetzt. In den Netzebenen (NE) sechs und sieben ergibt sich der Leistungszuwachs im Bereich der Erzeugung aus PV-Aufdachanlagen, deren Anlagenleistung sich an der verfügbaren Dachfläche orientiert, und im Bereich der Last aus Wärmepumpen, deren Leistung sich am Wärmeenergiebedarf bemisst, sowie Ladeinfrastruktur, deren Dichte aus soziodemographischen und sozioökonomischen Daten der Siedlungsstruktur abgeleitet wird. Im Bereich de NE fünf werden ergänzend PV-Aufdachanlagen auf gewerblich genutzten Hallen sowie Ladeeinrichtungen für das Depot-Charging berücksichtigt. Für die Bewertung wird die CASA-Gebäudedatenbank von infas360 (Gebäudedaten - infas360) zu Grunde gelegt.

In NE vier wird der Anschluss der Windenergieanlagen aus kleineren Ausbaugebieten, öffentlicher Schnellladestationen für den privaten und gewerblichen Verkehr sowie des mit rund 80% der Leistung überwiegenden Anteils der PV-Freiflächenanlagen erwartet. Der Anschluss leistungsstarker Cluster aus PV-Freiflächen oder Windenergieanlagen erfolgt in allen Varianten in NE drei.

Es ergeben sich somit in der Basisvariante die in Tabelle 2 aufgeführten Leistungen in den auslegungsrelevanten Bezugs- und Einspeisesituationen. Negative Vorzeichen beschreiben einen Leistungsfluss aus der niedrigeren in die höhere Spannungsebene. Hervorzuheben ist, dass in den NE sechs und sieben bis 2033 die planungsrelevanten Leistungen in den auslegungsrelevanten Situationen in der aggregierten Darstellung zwar vergleichbar hoch sind, sie in der räumlichen Zuordnung aber teilweise stark differieren. Die sich daraus ergebenden Anforderungen überschneiden sich somit nur teilweise. In den NE drei bis fünf sowie in der letzten Zeitscheibe ebenfalls in den NE fünf und sechs übersteigt die planungsrelevante Leistung in der Einspeisesituation diejenige in der Bezugssituation deutlich. Der Netzausbaubedarf auf allen Spannungsebenen und bei Erreichen der Klimaneutralität ist somit im Netzbereich von LVN maßgeblich durch die Anforderungen in der Einspeisesituation geprägt. Auf NE sechs und sieben wird mit fortschreitender Transformation ergänzend auch die Bezugssituation zunehmend relevant und trägt in vergleichbarer Höhe zum Netzausbaubedarf bei. Das derzeitige Ausbaugeschehen ist auch auf Grund der in Abbildung 2 skizzierten Ausbaudynamik vorwiegend durch Veränderung der Einspeisung geprägt. Die differierende regionale Ausprägung kann den Onlinekarten entnommen werden.

Tabelle 2: Planungsrelevante Leistung je Netzebene im Netzgebiet der LVN in MW in der Basisvariante.

Netzebene	**2023**		**2028**		**2033**		**klimaneutral**	
Situation	B	E	B	E	B	E	B	E
3 (HS)	1.653	-2.358	3.004	-4.838	3.999	-8.244	5.840	-15.141
4 (HS/MS)	1.019	-1.921	1.734	-3.330	2.421	-5.444	3.761	-9.325
5 (MS)	1.405	-2.196	1.895	-3.618	2.653	-4.731	4.031	-6.422
6 (MS/NS)	965	-1.090	1.498	-2.332	2.343	-3.565	3.783	-5.570
7 (NS)	1.274	-1.228	1.889	-2.345	2.875	-3.581	4.614	-5.592

Die in der Basisvariante gewählten Instrumente der klassischen Netzplanung entsprechen dem NOVA-Prinzip und sind:

- Netzoptimierung durch Anpassung von Schaltzuständen

- Verstärkung bestehender Umspannanlagen / Ortsnetzstationen oder Leitungstrassen durch Erweiterung der Übertragungskapazität
- Ausbau durch Errichtung neuer Umspannanlagen und Ortsnetzstationen und Errichtung von Kabeln auf neuen Trassen.

Das nach Umsetzung der identifizierten Maßnahmen resultierende Netz genügt in der berechneten Variante den Anforderungen eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs in allen erwartbaren Lastflusssituationen und planungsrelevanten Ausfallsituationen passiv, also ohne Eingriff in die Erzeugung oder Last oder in die Netzstruktur.
Darüber hinaus werden die kapazitätsbedingten Maßnahmen mit dem erwartbaren zustandsbedingten Erneuerungsbedarf verschnitten und noch nicht erfasste Maßnahmen der zustandsbedingten Erneuerung ergänzt.

Abweichend davon wird in der Flexibilitätsvariante unterstellt, dass ein Eingriff in die Erzeugung bis zu einem Volumen von drei Prozent, der insgesamt jährlich aus Photovoltaik und Windenergie erzeugten Energie toleriert wird. Dies entspricht bei Klimaneutralität einem Volumen von 673 GWh, verteilt auf rund 1.600 Betriebsstunden im Jahr. Da betrieblich eine Steuerbarkeit und Adressierbarkeit der für die am jeweiligen Netzelement sich einstellenden Leistung gegeben sein muss, beschränkt sich der Vorteil dieser Variante auf die NE zwei bis vier. Der Ausbaubedarf in den darunterliegenden Spannungsebenen ist vorwiegend durch PV-Dachanlagen mit sehr großer Stückzahl und geringer Leistung der Einzelanlagen geprägt.
Ein Flexibilitätseingriff auf Bezugssituationen findet keine Berücksichtigung, da die derzeit verfügbaren Instrumente im Bereich der Niederspannung keine planerische Wirkung entfalten und auf den höheren Spannungsebenen der Ausbaubedarf durch die Einspeisesituation geprägt wird.

In einer weiteren Variante wird die Einführung eines zusätzlichen Netzbetriebskonzepts "Einspeisenetz" untersucht. Die als „Einspeisenetze“ definierten Netzteile werden hier nicht für den n-1 Fall, sondern für den Regelbetrieb (n-0) ausgelegt. Für diese Einspeisenetze, die ausschließlich der Aufnahme von Leistung aus angeschlossenen Erzeugungsanlagen dienen und keine Versorgungsaufgaben für den Bezug wahrnehmen, wird eine kaskadierende Störungsausweitung akzeptiert. Auf Grund dieser veränderten Betriebsweise in den Einspeisenetzen, kann die Aufnahmefähigkeit der Netzbetriebsmittel für Leistung aus dezentralen Erzeugungsanlagen erhöht werden.

Die für die Kostenschätzungen herangezogenen Basis in den Varianten ist die zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Netzausbauplans gültige. Zukünftige Veränderungen durch Anpassungen bei Materialpreisen oder sonstige Veränderungen sind in der Schätzung nicht enthalten. Der tatsächlich zu erwartende Investitionsbedarf kann die hier angegebenen Schätzungen somit deutlich übersteigen.

C. Netzausbauplanung

Nachfolgend werden die aggregierten Ausbaubedarfe unterteilt nach Spannungsebenen aufgelistet. Detaillierte Angaben zu den einzelnen Maßnahmen sind basierend auf der Tabelle des Erhebungsbogens der BNetzA zu § 14 Abs. 2 EnWG im Anhang zu dem Netzausbauplan zu finden.
Da alle Umspannwerke der NE vier mit angeschlossenem Mittelspannungsnetz der allgemeinen Versorgung im Betrachtungshorizont Kapazitätsengpässe aufweisen, werden die NE fünf bis sieben vollständig als Engpassregionen im Sinne des §14 (d) EnWG klassifiziert und hier nicht weiter textlich differenziert. Eine Kartendarstellung mit regionalisierter Zuordnung der Ausbautreiber und des Ausbaubedarfs kann online eingesehen werden.
Analog dazu werden in der Basisvariante auch in allen Umspannwerken der NE zwei im Betrachtungshorizont Kapazitätsengpässe erwartet und folglich auch das Netz der NE drei vollständig als Engpassregion im Sinne §14 (d) EnWG betrachtet und nicht weiter textlich differenziert. Somit wird in den Varianten erwartet, dass grundsätzlich alle angeschlossenen Anlagen bei Kapazitätsengpässen

eine Rolle spielen können. Kapazitätsengpässe stehen in einem engen kausalen und räumlichen Zusammenhang mit den abgeleiteten Maßnahmen. Die netzbetriebsmittelspezifischen Engpässe sind somit deckungsgleich mit den dargestellten Maßnahmen.

Hochspannung

Vorgehen:

In der Ermittlung des Ausbaubedarfs für den Netzausbauplan wird in den Varianten davon ausgegangen, dass die räumliche Verortung sowie Zuordnung der Energieträger und Verteilung der Leistungen bei Klimaneutralität bekannt sind. Für die unter diesen Prämissen beschriebene Situation werden dann die Ausbaubedarfe ermittelt, welche zu einem Netz führen, das den folgenden Anforderungen genügt:

- Engpassfreie Übertragungskapazitäten
- Sichere Beherrschung maximaler Kurzschlussströme
- Einhaltung zulässiger Berührspannung bei einpoligen Fehlern

Die Erweiterung des Hochspannungsnetzes erfolgt dabei überwiegend innerhalb bestehender Trassen und als Freileitung, da auf diese Weise eine effiziente Zielerreichung gewährleistet werden kann.
Ergänzend dazu werden neue Umspannanlagenstandorte sowohl in der NE zwei als auch in der NE vier erschlossen. Die Notwendigkeit dieser neuen Standorte ergibt sich aus der beschränkten Erweiterbarkeit der Strukturen in den jeweils unterlagerten Netzebene sowie aufgrund der Prämisse eines kosteneffizienten Netzausbaus, die gegen eine reine Erweiterung bestehender Standorte spricht.
Die Übertragungsfähigkeiten der Betriebsmittel werden gegenüber den heute üblicherweise vorhandenen Betriebsmitteln gesteigert durch Einsatz von Leiterseilen des Typs 304-AL1/49-ST1A und 565-AL1/72-ST1A als Einfachseil oder Doppelbündel sowie durch Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen. Die Übertragungsfähigkeit der HöS/HS-Transformatoren wird durch veränderte Auslegung von derzeit 350 MVA auf 450 MVA erhöht und im Bereich der HS/MS-Transformatoren kommen vermehrt Transformatoren mit einer Übertragungsfähigkeit von 80 MVA im gekühlten Betrieb zum Einsatz. Die Rückwirkungen aus dieser Erhöhung der Übertragungsfähigkeit auf die Auslegung weiterer angeschlossener Betriebsmittel wurden berücksichtigt.
Um die sichere Beherrschung der maximalen Kurzschlussströme zu gewährleisten ist ergänzend zum Einsatz von Kurzschlussdrosseln eine Trennung des Hochspannungsnetzes der LVN und der NVNB von derzeit zwei Teilnetzen in zukünftig sechs Teilnetze erforderlich.

Mit Kenntnis dieses bis zur Klimaneutralität erforderlichen Netzausbaus wird dann der Handlungsbedarf in den Stützjahren ermittelt. Weist in der jeweiligen Variante ein Netzbetriebsmittel in dem Stützjahr einen Kapazitätsengpass auf, wird dieses Stützjahr als Zeitpunkt der planerischen Notwendigkeit für die zugehörige Maßnahme festgelegt. Der Umfang der Maßnahme orientiert sich dabei an dem Bedarf bei Klimaneutralität, erlaubt aber sinnvolle Zwischenschritte, wie beispielsweise die stückweise Erweiterung bestehender Anlagen um zusätzliche Transformatoren oder zusätzliche Schaltanlagen. Daraus kann auch in mehreren Zeitscheiben ein Handlungsbedarf an einer Anlage bestehen.

Ergebnisse:

Die für die Engpassvermeidung oder -minderung erforderlichen Optimierungs-, Verstärkungs-, Erneuerungs- und Ausbaumaßnahmen je Zeitraum werden in der nachfolgenden Tabelle 4 zusammenfassend für die Basisvariante dargestellt. Unterschieden wird in Leitungsmaßnahmen (Kabel und Freileitungen) und Anlagenstandorte. Die Mengen und Kosten sind summarisch für die jeweilige Zeitscheibe angegeben (nicht jährlich).

Tabelle 3: Übersicht der Hochspannungsmaßnahmen in der Basisvariante
(Kostenschätzungen beziehen sich auf den Zeitpunkt der NAP-Erstellung).

Zeitraum	Maßnahme	Geschätzte Menge	Geschätzte Kosten
2023 bis 2028 (T+5)	Anlagenstandorte*	5	135 Mio. €
	Leitungen	297 Trassen km	467 Mio. €
	Anlagenstandorte**	50	265 Mio. €
2029 bis 2033 (T+6 bis T+10)	Anlagenstandorte*	7	295 Mio. €
	Leitungen	302 Trassen km	628 Mio. €
	Anlagenstandorte**	62	388 Mio. €
2034 bis kn (T+11 bis Zielnetzjahr)	Anlagenstandorte*	11	492 Mio. €
	Leitungen	326 Trassen km	563 Mio. €
	Anlagenstandorte**	72	456 Mio. €

*Anlagenstandorte mit Netzebene Umspannwerk HöS/HS (NE 2) mit relevanten Maßnahmen
**Anlagenstandorte mit Netzebene Umspannwerk HS/MS (NE 4) mit relevanten Maßnahmen

Eine detaillierte Darstellung der Maßnahmen ist in einer interaktiven Karte online abrufbar. Eine Zuordnung zur Maßnahmentabelle in Anhang A ist gegeben.
Ergänzend dazu zeigt Abbildung 3 Suchräume für neu zu errichtende Umspannwerke der NE zwei und vier. Ihre Errichtung und Inbetriebnahme bedürfen einer umfangreichen Koordination. Für Erweiterungen an der Schnittstelle zum Übertragungsnetz ist der ÜNB einzubinden und seine ergänzenden Maßnahmen im NEP zu adressieren und zu prüfen.

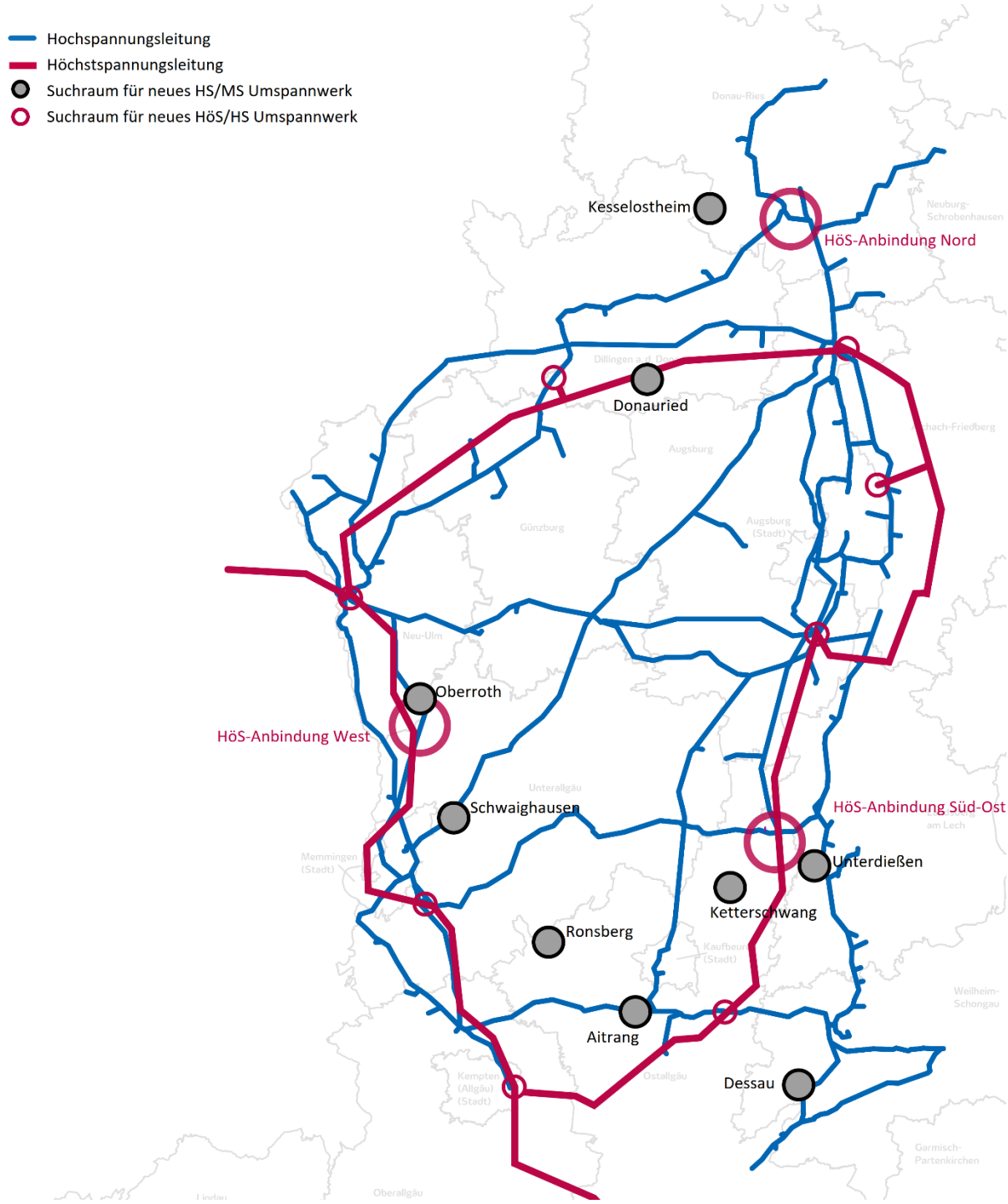

Abbildung 3: Netzkarte Hochspannung mit Suchräumen für bei Klimaneutralität neu zu errichtende Umspannwerke

Mittelspannung und Niederspannung

Vorgehen:

Mittelspannung

Für die Ermittlung des Ausbaubedarfs in der Netzebene Mittelspannung wurde ein Optimierungsalgorithmus zur Anwendung gebracht. Dieser Algorithmus analysiert innerhalb eines vorgegebenen zusammenhängenden Netzteils mögliche Optimierungen der Bestandsstruktur, notwendige Verstärkungs- und Ausbaubedarfe sowie den Zubau neuer Verbindungen. Der Algorithmus bewertet die identifizierten Maßnahmen hinsichtlich ihres Beitrags für die Versorgungsaufgabe, dem Erneuerungsbedarf und den Kosten und ermittelt daraus den technisch erforderlichen und

kostenoptimalen Ausbaubedarf. Bei der Auswahl neuer Betriebsmittel kommen hinsichtlich der Übertragungsfähigkeit optimierte Kabel der Typen NA2XS(F)2Y 150 mm², NA2XS(F)2Y 300 mm² und NA2XS(F)2Y 630 mm² zum Einsatz.
Die Ermittlung der Ausbau- und Erneuerungsbedarfe erfolgt für die Stützjahre 2028, 2033 und Klimaneutralität für die Einspeise- und die Bezugssituation. Bei der Bewertung des Ausbaubedarfs für die Bezugssituation findet die (n-1)-Sicherheit Berücksichtigung.

Niederspannung:
Grundlage für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs in der Netzebene Niederspannung ist ein detailliertes Assetmodell der Netzkomponenten. Nach Zuordnung der für die Stützjahre erwarteten Anlagenzuwächse auf Ebene der Hausanschlüsse werden mittels Netzberechnung Transformatoren und Leitungen mit übertragungskapazitätsbedingtem Ausbaubedarf sowie Spannungsbandverletzungen identifiziert und darauf abgestimmte Ausbaumaßnahmen ermittelt. Der Lösungsraum umfasst die Aufteilung von Niederspannungssträngen, den Austausch von Transformatoren in bestehenden Ortsnetzstationen durch leistungsstärkere Transformatoren oder regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT), den Ersatzneubau bestehender Ortsnetzstationen durch digiONS, falls erforderlich mit rONT, sowie den Zubau neuer ONS.

Ergebnisse:
Die Mittelspannungsmaßnahmen werden je Zeitraum in der nachfolgenden Tabelle zusammenfassend dargestellt. Unterschieden wird in Leitungsmaßnahmen und Anlagenstandorte.

Tabelle 4: Übersicht der Mittelspannungsmaßnahmen in der Basisvariante
(Kostenschätzungen beziehen sich auf den Zeitpunkt der NAP-Erstellung).

Zeitraum	Maßnahme	Geschätzte Menge	Geschätzte Kosten
2023 bis 2028 (T+5)	Leitungen MS	2.162 km	486 Mio. €
	Anlagenstandorte*	4.918	427 Mio. €
	Leitungen NS	709 km	117 Mio. €
2029 bis 2033 (T+6 bis T+10)	Leitungen MS	842 km	191 Mio. €
	Anlagenstandorte*	3.402	348 Mio. €
	Leitungen NS	1.279 km	211 Mio. €
2034 bis kn (T+11 bis Zielnetzjahr)	Leitungen MS	1.230 km	288Mio. €
	Anlagenstandorte*	3.468	444 Mio. €
	Leitungen NS	2.321 km	383 Mio. €

*Anlagenstandorte mit relevanten Maßnahmen auf Netzebene Ortsnetzstation MS/NS (NE 6).

Eine regionalisierte Zuordnung der erwartbaren installierten beziehungsweise wirksamen Leistungen der Energieträger und der resultierenden Ausbaubedarfe in den Stützjahren kann online eingesehen werden.

D. Bedarf an System- und Flexibilitätsdienstleistungen

Blindleistung
Die resultierende Blindleistung des Netzes und seiner angeschlossenen Anlagen steigt sowohl in spannungshebender wie auch in spannungssenkender Richtung an. Der Netzausbau in der Mittelspannung führt zu einem Anstieg der resultierenden spannungshebenden Blindleistung. Diese erreicht ihr Maximum bei gleichzeitig geringer Einspeisung und geringer Last. Ursächlich für die Veränderung der resultierenden spannungssenkenden Blindleistung ist der Anstieg des Übertragungsbedarfs in den Betriebsmitteln. Das Maximum der spannungssenkenden Blindleistung wird bei starker Einspeisung erreicht.

Tabelle 5: Entwicklung der Blindleistung

Planerisch resultierende Blindleistung	2028	2033	klimaneutral
spannungshebend	590 Mvar	719 Mvar	916 Mvar
spannungssenkend	404 Mvar	653 Mvar	797 Mvar

Im Rahmen der Effizienzprüfung gemäß § 12h EnWG kommt die Bundesnetzagentur zu dem Ergebnis, dass eine marktgestützte Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen „Dienstleistung zur Spannungsregelung“ und „Schwarzstartfähigkeit“ wirtschaftlich effizient ist. Die VNB sollen jedoch mit Einleitung des Festlegungsverfahrens BK6-21-360 von der Verpflichtung zur marktgestützten Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit ausgenommen werden. Darüber hinaus wird im Rahmen des Festlegungsverfahrens BK6-23-072 die Dienstleistung zur Spannungsregelung nur unter dem Aspekt der Blindleistung betrachtet und auf Anlagen mit Anschluss an das Hochspannungsnetz beschränkt und somit auf ca. 20% der bei Klimaneutralität erwarteten im Netz der LVN angeschlossenen Leistung aus Erzeugungsanlagen. Um einen Beitrag dieser Anlagen zum Ausgleich der spannungshebenden Blindleistung zu erreichen, ist eine Erweiterung der Anlagen für den StatCom-Betrieb erforderlich. Es wird unterstellt, dass nur ein Teil der Anlagen derartige Erweiterungen vornimmt. Der verbleibende Ausgleichsbedarf wird mittels Blindleistungs-kompensationsspulen gedeckt. Bis zur Klimaneutralität werden dazu fünf Blindleistungs-kompensationsspulen errichtet. Der Ausgleich spannungssenkender Blindleistung kann innerhalb der TAB aus den angeschlossenen Anlagen gedeckt werden.

Flexibilität

Der Einsatz von Flexibilität orientiert sich an der Residuallast, sie wird also so eingesetzt, dass sie einen größtmöglichen Einfluss auf die auslegungsrelevante Leistung in der Einspeisesituation entfaltet. Gleichzeitig ist es notwendig den Umfang der netzdienlich eingesetzten Energie auf ein volkswirtschaftlich akzeptables Volumen zu begrenzen. In Anlehnung an die bei der Spitzenkappung gültigen Schwellwerte wird der Flexibilitätseinsatz in der untersuchten Variante auf drei Prozent der insgesamt jährlich aus den angeschlossenen Windenergieanlagen und PV-Anlagen erzeugten Energie begrenzt. Bei Klimaneutralität werden somit aus den Anlagen angeschlossen an das Netz von LVN und der NVNB 673 GWh netzdienlich beeinflusst. Dadurch kann die die auslegungsrelevante Leistung in der Einspeisesituation um 5,6 GW reduziert werden und der Netzausbaubedarf reduziert werden.
Eine netzdienliche Beeinflussung der Anlagen kann aus Sicht des Netzbetreibers durch Abregelung, Speicherung oder Lastflexibilisierung erfolgen. Während für leistungsstarke PV-Freiflächenanlagen und Windenergieanlagen mit Anschluss an den NE drei erwartet werden kann, dass sie zukünftig gemeinsam mit Großbatteriespeichern errichtet werden (vgl. NEP), ist für die netzdienliche Beeinflussung der aus Anlagen mit Anschluss an den NE vier bis sieben eingespeisten Leistung die Kontrahierung zusätzlicher Flexibilitäten erforderlich. Soll auf eine Abregelung der in diesen NE bei LVN und den NVNB installierten Anlagen vollständig verzichtet werden wären Speicher und flexible Lasten mit einer Leistung von 4,9 GW und 22,9 GWh erforderlich. Bei der Regionalisierung dieser Bedarfe sind die Anforderungen der Netzausbauplanungen zu berücksichtigen. Eine vollständige marktliche Erschließung dieses Flexibilitätsbedarfs in Leistung und Energie setzt sehr hohe Beteiligungsquoten der im Netzgebiet zu erwartenden Heim- und Großspeicher sowie flexibler Ladevorgänge von Elektromobilität voraus.

Auf Grund der starken Wirkung auf die auslegungsrelevante Leistung in der Einspeisesituation sind vor allem die Einsparpotentiale für den Netzausbaubedarf der NE zwei bis vier groß. Es entfallen bis zu 10% der HS/MS-Trafos, 16% der HS-Trassen und 37% der HöS/HS Transformatoren aus dem Ausbaubedarf und die eingesparten Kosten für Netzausbaubedarf können auf mehr als 800 Mio. € geschätzt werden.
Diese Kosteneinsparungen können aber nur dann realisiert werden, wenn die unterstellte Erschließung des Flexibilitätsbedarfs gelingt und Flexibilitäten spannungsebenenübergreifend und ohne Implikation für die Feststellung eines Netzausbaubedarfes eingesetzt werden können.

E. Lösungsoptionen

Die Umsetzung der Energietransformation stellt große Herausforderungen an die Stromnetzinfrastruktur und führt zu hohen Ausbaubedarfen und hohen Investitionsaufwendungen. Möglichkeiten zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs und damit des Investitionsaufwandes sollten daher konsequent erschlossen werden. Ergänzend zu der oben beschriebenen Flexibilitätsvariante und der Spitzenkappung werden daher mit „Einspeisesteckdosen und Einspeisenetzen“ und „kurativem Netzbetrieb mit Netzbooster“ zwei weitere Lösungsoptionen vorgestellt. Im Rahmen von Forschungsprojekten treibt LVN die Entwicklung weiterer Lösungsoptionen voran – etwa den planungswirksamen Flexibilitätseinsatz in der Niederspannung oder zur kurativen Betriebsweise des Hochspannungsnetzes.

Spitzenkappung nach §11 Absatz 2 EnWG

Bei der in Kapitel D vorgestellten Herangehensweise wird der Flexibilitätsbedarf in Bezug auf die insgesamt jährlich aus Photovoltaik und Windenergie erzeugte Energie begrenzt. Sie geht damit über die in der Spitzenkappung nach §11 Abs. 2 EnWG geltenden Grenzen hinaus, die eine anlagenscharfe Betrachtung vorsehen.

Die Spitzenkappung nach §11 Absatz 2 EnWG kommt somit in diesem NAP nicht zum Ansatz.

Einspeisesteckdose und Einspeisenetze

So genannte Einspeisesteckdosen stellen eine Lösungsoption für einen schnellen, koordinierten und effizienten Anschluss von Erzeugungsanlagen in der Megawattklasse an das Netz der NE vier dar. Dazu errichtet der VNB proaktiv Einspeisesteckdosen in Form zusätzlicher Transformatoren oder ganzer Umspannwerke und bietet diese Netzanschlusskapazitäten den Anlagenbetreibern in einem Ausschreibungsverfahren an. Dieses Verfahren stellt eine Vereinfachung bestehender Netzanschlussprozesse dar und eröffnet eine hohe Planungssicherheit für Anlagenbetreiber und VNB. Es führt außerdem dazu, dass sich das Anschlussgeschehen räumlich und zeitlich auf dezidierte Anschlusspunkte im Netz fokussiert und sich damit entlastend auf den Ausbaubedarf im restlichen Netz auswirkt. Die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten für den Netzanschluss großer Erzeugungsanlagen können damit gesenkt werden.

Die derzeitig geltenden gesetzlichen Regelungen sehen jedoch weder ein Ausschreibungsverfahren für Netzanschlusskapazität noch eine Clusterung mehrerer Anlagen durch den Netzbetreiber vor. Zudem ist eine angemessene Behandlung der Kosten auf VNB-Seite aktuell nicht gegeben. Diese Hemmnisse stehen der Umsetzung dieser Lösungsoption aktuell entgegen.

Vollständige Einspeisenetze sind die Weiterentwicklung dieser Lösungsoption. In Einspeisenetzen werden Einspeisesteckdosen sowie Erzeugungsanlagen mit Anschluss am Hochspannungsnetz über separate Hochspannungsnetzbetriebsmittel angeschlossen und über eigene HöS/HS-Transformatoren an das Übertragungsnetz angeschlossen. Da in dieser separaten Netzstruktur keine Verbraucher angeschlossen sind und sie strahlenförmig aufgebaut ist, können die Netzbetriebsweisen in dieser Struktur auf die maximale Erhöhung der Aufnahmekapazität für Leistung aus dezentraler Erzeugung ausgelegt werden. Insbesondere kann durch Einführung von Automatismen eine kurative Betriebsweise eingeführt werden.

Positive Effekte auf den Netzausbaubedarf insgesamt ergeben sich durch die fokussierende Wirkung der Einspeisesteckdosen und Einspeisenetze und der durch die kurative Betriebsweise erhöhten Ausnutzung der Übertragungskapazitäten in den Einspeisenetzen.

Kurativer Netzbetrieb mit Netzbooster

Gelingt für den Betrieb der NE zwei und drei der Übergang in den kurativen Netzbetrieb, können auch hier Übertragungskapazitäten im Regelbetrieb höher ausgelastet werden. Redundanzen, die in der derzeitigen Betriebsweise für die (n-1)-Sicherheit vorgehalten werden, können geringer ausgelegt werden und der Netzausbaubedarf kann gegenüber der Basisvariante verringert werden.

Der Übergang in die kurative Netzbetriebsführung kann aber nur gelingen, wenn der Systemführung in ausreichendem Umfang Anlagen zur Verfügung stehen, mit denen hohe Auslastungen, welche in der

Folge einer Störung auftreten, schnell dauerhaft zulässige Betriebszustände zurückgeführt werden können.
Gemeinsam mit Amprion plant LVN die Errichtung von Netzbooster-Einheiten in Bayerisch Schwaben, um damit den schrittweisen Übergang in die kurative Betriebsführung der NE zwei und drei zu eröffnen. Diese Netzbooster-Einheiten sollen im Verteilnetz angeschlossen werden und von dort aus auf das Übertragungsnetz wirken. Zusätzlicher Nutzen für das Verteilnetz soll erschlossen werden.

F. Stellungnahmen

Vom 1. Mai 2024 bis zum 21. Mai 2024 besteht auf vnbdigital-LVN die Möglichkeit, eine Stellungnahme zum vorliegenden Netzausbauplan einzureichen. Wir behalten uns das Recht vor, sachfremde oder unangemessene Stellungnahmen nicht zu veröffentlichen.

G. Anhang

Auflistung der Maßnahmen in der Hochspannung im planerischen Bedarfszeitraum bis 2033. Für in Umsetzung befindliche und konkret geplante Maßnahmen ist der Projektstatus vermerkt. Alle Maßnahmen wurden gemäß NOVA-Prinzip auf Alternativen geprüft.

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Art der Maßnahme	Länge des Ltgs.ab-schnitts [km]	Erhöhung Umspann-kapazität [MVA]	Jahr des pl. Bedarfs lt. Basisvariante	Jahr der vstl. IBN (Projektstatus)	NE	vstl. Kosten [T€]
60	110-kV-Leitung A11/R11, Anlage 11601 & 11611 & 67006 UW-Leupolz - UW Memmmingen2	4 Systeme 304-Doppelbündel	Neubau	30,8	500	2024	2026 (in Vorbereitung)	3	21.560
62	110-kV-Leitung E6/W6, Anlage 63501 & 69101 Suchraum Ost - UW Landsberg	4 Systeme Doppelfinch,	ENB mit Erh. ÜK	7,6	1100	2033	2041	3	21.660
63	110-kV-Leitung P6, Anlage 65701 & 69501 UW Schongau - Suchraum UW Lechbruck	4 Systeme 304-Doppelbündel	ENB mit Erh. ÜK	19,3	500	2029	2042 (in Genehmigungs-vorbereitung)	3	55.005
64	110-kV-Leitung P6, Anlage 69505 & 69501 UW Lechbruck - Suchraum UW Lechbruck	4 Systeme Doppelbündel 304	ENB mit Erh. ÜK	7,2	900	2028	2030 (in Genehmigungs-vorbereitung)	3	14.400
65	110-kV-Leitung C6, Anlage 60003 UW Lechhausen - Stützpunkt 33 Derching	Auflegung HTLS	ENB mit Erh. ÜK	1,1	200	2032	2033	3	3.135
66	110-kV-Leitung E5/H5, Anlage 50501 UW Donauwörth - Stützpunkt 37a (UW Harburg)	4 Systeme Doppelbündel 304	ENB mit Erh. ÜK	8,5	900	2030	2040	3	12.750
67	110-kV-Leitung E5/H5, Anlage 50601 Stützpunkt 37a (UW Harburg) - UW Monheim	2 Systeme Doppelbündel 304	ENB mit Erh. ÜK	2,5	900	2032	2040	3	3.750
68	110-kV-Leitung P6, Anlage 65701 UW Schongau - UW Peissenberg	2 Systeme 304-Doppelbündel	ENB mit Erh. ÜK	18,1	350	2025	2034 (in Genehmigungs-vorbereitung)	3	27.150

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Art der Maßnahme	Länge des Ltgs.ab-schnitts [km]	Erhöhung Umspann-kapazität [MVA]	Jahr des pl. Bedarfs lt. Basisvariante	Jahr der vstl. IBN (Projektstatus)	NE	vstl. Kosten [T€]
71	110-kV-Leitung B5, Anlage 58201 UW Gessertshausen - Stützpunkt 216 Pkt. Lindach (Abzw. UW Gessertshausen)	4 Systeme Doppelfinch	ENB mit Erh. ÜK	7,8	1500	2031	2049	3	22.230
72	110-kV-Leitung B5, Anlage 58001 UW Meitingen - UW Horgau	2 Systeme Doppelfinch	ENB mit Erh. ÜK	25	450	2033	2039	3	37.500
73	110-kV-Leitung B5, Anlage 58001 UW Horgau - Stützpunkt 216 Pkt. Lindach (Abzw. UW Gessertshausen)	2 Systeme Doppelfinch	ENB mit Erh. ÜK	5	450	2032	2040	3	7.500
74	110-kV-Leitung B5, Anlage 58001 Stützpunkt 216 Pkt. Lindach (Abzw. UW Gessertshausen) - UW Balzhausen	2 Systeme 304-Doppelbündel	ENB mit Erh. ÜK	17,7	450	2032	2039	3	26.550
75	110-kV-Leitung B5, Anlage 58003 UW Dinkelscherben - Stützpunkt 203 Pkt. Dinkelscherben (Abzw. UW Dinkelscherben)	4 Systeme Doppelfinch	ENB mit Erh. ÜK	0,4	1500	2033	2040	3	1.140
76	110-kV-Leitung B5, Anlage 58001 UW Balzhausen - UW Lauben	2 Systeme 304-Doppelbündel	ENB mit Erh. ÜK	26,4	450	2031	2040	3	39.600
77	110-kV-Leitung B5, Anlage 58001 UW Lauben - Suchraum UW Schwaighausen	2 Systeme 304-Doppelbündel	ENB mit Erh. ÜK	5,4	450	2027	2030	3	8.100
78	110-kV-Leitung B5, Anlage 58001 Suchraum UW Schwaighausen - UW Memmingen 2	2 Systeme 304-Doppelbündel	ENB mit Erh. ÜK	5,5	450	2027	2030	3	8.250
79	110-kV-Leitung B6, Anlage 62501 UW Balzhausen - UW Schwabmünchen	2 Systeme Finch	ENB mit Erh. ÜK	21	300	2027	2033	3	31.500

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Art der Maßnahme	Länge des Ltgs.ab-schnitts [km]	Erhöhung Umspann-kapazität [MVA]	Jahr des pl. Bedarfs lt. Basisvariante	Jahr der vstl. IBN (Projektstatus)	NE	vstl. Kosten [T€]
80	110-kV-Leitung C6, Anlage 60001 Stützpunkt 33 Derching - UW Gersthofen	Auflegung HTLS	ENB mit Erh. ÜK	9,1	200	2027	2029 (in Genehmigungs-vorbereitung)	3	5.000
81	110-kV-Leitung C6, Anlage 60001 Stützpunkt 33 Derching - Stützpunkt 46 Friedberg	4 Systeme Finch	ENB mit Erh. ÜK	3	600	2031	2036	3	4.500
82	110-kV-Leitung C6, Anlage 60004 Stützpunkt 35 Derching - UW Stätzling	4 Systeme Finch	ENB mit Erh. ÜK	1,2	600	2031	2034	3	3.420
85	110-kV-Leitung D5, Anlage 51701 Stützpunkt 106/66 Auchsheim - UW Donauwörth	2 Systeme 304-Doppelbündel	ENB mit Erh. ÜK	2,1	350	2032	2035	3	3.150
86	110-kV-Leitung Q5, Anlage 54001 UW Gundremmingen - UW Lauingen	2 Systeme 304-Doppelbündel	ENB mit Erh. ÜK	8	350	2026	2035	3	5.600
87	110-kV-Leitung D5, Anlage 54101 Stützpunkt 106/66 Auchsheim - UW Lauingen	2 Systeme 304-Doppelbündel	ENB mit Erh. ÜK	32	350	2028	2035	3	22.400
88	110-kV-Leitung Kabelneubau, Anbindung Suchraum UW Bissingen - Suchraum UW Donauwörth	Anschluss Bissingen über neue Kabeltrasse	Neubau	10,3	160	2030	2041	3	24.720
89	110-kV-Leitung D5, Anlage 54004 UW Gundremmingen - Stützpunkt 206 Pkt. Gundremmingen 1	2 Systeme auf 304-Doppelbündel, weitere 2 Systeme bleiben unverändert	ENB mit Erh. ÜK	4	550	2027	2035	3	2.800
91	110-kV-Leitung J6/Z6, Anlage 62003 UW Lagerlechfeld - Stützpunkt 11 Kleinaitingen	2 Systeme 304-Doppelbündel	ENB mit Erh. ÜK	3,8	350	2033	2036	3	2.660
94	110-kV-Leitung L5/K5, Anlage 51701 Stützpunkt 106/66 Auchsheim - UW Donauwörth	bestehende 4-fach-Trasse auf Finch verstärken	ENB mit Erh. ÜK	2,1	270	2027	2030	3	2.940

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Art der Maßnahme	Länge des Ltgs.ab-schnitts [km]	Erhöhung Umspann-kapazität [MVA]	Jahr des pl. Bedarfs lt. Basisvariante	Jahr der vstl. IBN (Projektstatus)	NE	vstl. Kosten [T€]
95	110-kV-Leitung L5/K5, Anlage 04543 UW Meitingen - Stützpunkt 19 Ellgau	4 Systeme Finch	ENB mit Erh. ÜK	6,5	400	2026	2030	3	18.525
96	110-kV-Leitung L5/K5, Anlage 52001 Stützpunkt 19 Ellgau - UW Bäumenheim	4 Systeme Finch	ENB mit Erh. ÜK	11	600	2028	2030	3	31.350
97	110-kV-Leitung L5/K5, Anlage 52001 Stützpunkt 106/66 Auchsesheim - UW Bäumenheim	4 Systeme Finch	ENB mit Erh. ÜK	10	600	2025	2030	3	28.500
104	110-kV-Leitung Kabelneubau, Anbindung Suchraum UW Ronsberg - UW Obergünzburg	Anschluss Suchraum Ronsberg über neue Kabeltrasse	Neubau	8,5	160	2030	2038	3	20.400
105	110-kV-Leitung O6, Anlage 66001 UW Krugzell - UW Obergünzburg	4 Systeme 304-Doppelbündel	ENB mit Erh. ÜK	12,6	900	2033	2038	3	35.910
106	110-kV-Leitung O6, Anbindung Suchraum UW Aitrang - UW Obergünzburg	2 Systeme 304-Doppelbündel	Neubau	8,8	550	2033	2038	3	6.160
107	110-kV-Leitung O6, Anlage 66001 & 64401 & 64501 UW Bidingen - Suchraum UW-Aitrang	4 Systeme Finch	ENB mit Erh. ÜK	12,6	600	2029	2038	3	35.910
108	110-kV-Leitung P6, Anlage 64601 UW Bidingen - UW Schongau	4 Systeme Doppelfinch	ENB mit Erh. ÜK	14	1200	2032	2044	3	39.900
109	110-kV-Leitung Q5, Anlage 53001 UW Gundremmingen - Stützpunkt 97 Ebersbach	4 Systeme Finch	ENB mit Erh. ÜK	12	600	2032	2043	3	34.200
110	110-kV-Leitung Q5, Anlage 50001 & 53001 UW Vöhringen - Stützpunkt 49 Pfaffenhofen	4 Systeme 304-Doppelbündel	ENB mit Erh. ÜK	12,5	900	2028	2031	3	35.625

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Art der Maßnahme	Länge des Ltgs.ab-schnitts [km]	Erhöhung Umspann-kapazität [MVA]	Jahr des pl. Bedarfs lt. Basisvariante	Jahr der vstl. IBN (Projektstatus)	NE	vstl. Kosten [T€]
111	110-kV-Leitung Q5, Anlage 53001 Stützpunkt 49 Pfaffenhofen - Stützpunkt 97 Ebersbach	4 Systeme 304-Doppelbündel	ENB mit Erh. ÜK	12,5	900	2027	2031	3	35.625
112	110-kV-Leitung Q6, Anlage 63101 & 63001 UW Memmingen 2 - UW Heimertingen	2 Systeme 304-Doppelbündel	ENB mit Erh. ÜK	11,9	350	2032	2037	3	8.330
113	110-kV-Leitung Q6, Anlage 63001 UW Vöhringen - UW Heimertingen	4 Systeme 304-Doppelbündel	ENB mit Erh. ÜK	28,9	900	2033	2037	3	82.365
114	110-kV-Leitung R6, Anlage 69001 UW Landsberg - Stützpunkt 162 Kaufering	4 Systeme Finch	ENB mit Erh. ÜK	5,9	600	2032	2041 (in Genehmigungs-vorbereitung)	3	16.815
116	110-kV-Leitung R6, Anlage 69001 & 04175 UW Prittriching - UW Oberottmarshausen	4 Systeme 304-Doppelbündel	ENB mit Erh. ÜK	13	900	2025	2032 (in Genehmigungs-vorbereitung)	3	37.050
118	110-kV-Leitung R6, Anlage 69001 UW Schongau - Stützpunkt 50/a Kinsau	4 Systeme Finch	ENB mit Erh. ÜK	7,9	600	2026	2032 (in Genehmigungs-vorbereitung)	3	22.515
119	110-kV-Leitung R6, Anlage 69001 UW Kinsau-Stützpunkt 50/a Kinsau	4 Systeme Finch	ENB mit Erh. ÜK	0,9	600	2027	2032 (in Genehmigungs-vorbereitung)	3	2.565
120	110-kV-Leitung R6, Anlage 69001 Stützpunkt 61 Kinsau-Stützpunkt 50/a Kinsau	2 Systeme Finch	ENB mit Erh. ÜK	2,8	200	2028	2032 (in Genehmigungs-vorbereitung)	3	1.960
121	110-kV-Leitung R6, Anlage 69001 Stützpunkt 61 Kinsau-Stützpunkt 95 Dornstetten	4 Systeme Finch	ENB mit Erh. ÜK	9	600	2026	2032 (in Genehmigungs-vorbereitung)	3	25.650
122	110-kV-Leitung R6, Anlage 69001 UW Landsberg-Stützpunkt 95 Dornstetten	4 Systeme 304-Doppelbündel	ENB mit Erh. ÜK	9,3	900	2027	2032 (in Genehmigungs-vorbereitung)	3	26.505
125	110-kV-Leitung V11, Anlage 11501 UW Balzhausen - UW Krumbach	4 Systeme Finch	ENB mit Erh. ÜK	5,4	500	2031	2043	3	15.390

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Art der Maßnahme	Länge des Ltgs.ab-schnitts [km]	Erhöhung Umspann-kapazität [MVA]	Jahr des pl. Bedarfs lt. Basisvariante	Jahr der vstl. IBN (Projektstatus)	NE	vstl. Kosten [T€]
126	110-kV-Leitung V11, Anlage 11501 UW Breitenthal - UW Krumbach	2 Systeme Finch	ENB mit Erh. ÜK	12	150	2032	2043	3	8.400
127	110-kV-Leitung V11, Anlage 11501 UW Breitenthal - UW Vöhringen	2 Systeme 304-Doppelbündel	ENB mit Erh. ÜK	16,9	250	2027	2043 (in Genehmigungs-vorbereitung)	3	11.830
128	110-kV-Leitung V5, Anlage 57001 &57101 UW Neu-Ulm - UW Vöhringen	4 Systeme Finch	ENB mit Erh. ÜK	14,3	600	2031	2042	3	40.755
129	110-kV-Leitung W5, Anlage 51001 Stützpunkt 91 Hirschbach - UW Meitingen	2 Systeme Finch	ENB mit Erh. ÜK	12,9	200	2033	2042	3	9.030
130	110-kV-Leitung W5, Anlage 51001 Stützpunkt 35 Dillingen a.d. Donau - Suchraum Holzheim	Anschluss Suchraum Holzheim über neue Kabeltrasse	Neubau	2,4	200	2025	2034 (in Genehmigungs-vorbereitung)	3	5.760
131	110-kV-Leitung W5, Anlage 50101 Stützpunkt 62/15 Holzheim - UW Vöhringen	2 Systeme Finch	ENB mit Erh. ÜK	16,6	200	2026	2033	3	11.620
136	110-kV-Leitung Freileitungsneubau, Anbindung UW Suchraum Schwaighausen	Anschluss Suchraum Schwaighausen über neue Freileitungs- bzw. Kabeltrasse	Neubau	0,3	160	2027	2031	3	1.500
137	110-kV-Leitung Kabelneubau, Anbindung UW Suchraum Honsolgen	Anschluss Suchraum Honsolgen über neue Kabeltrasse	Neubau	0,3	1100	2031	2037	3	4.000
138	110-kV-Leitung Freileitungsneubau, Anbindung UW Suchraum Oberroth	Anschluss Suchraum Oberroth über neue Freileitungstrasse	Neubau	0,3	260	2031	2037	3	1.500
140	110-kV-Leitung Freileitungsneubau, Anbindung UW Suchraum Lechbruck	Anschluss Suchraum Lechbruck über neue Freileitungs- bzw. Kabeltrasse	Neubau	0,5	280	2026	2031	3	1.500

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Art der Maßnahme	Länge des Ltgs.ab-schnitts [km]	Erhöhung Umspann-kapazität [MVA]	Jahr des pl. Bedarfs lt. Basisvariante	Jahr der vstl. IBN (Projektstatus)	NE	vstl. Kosten [T€]
42	110-kV-Leitung B5, Anl. 58001, Stp. 233 (UW Horgau) - Stp. 306 bei Erlingen	1 System 265	ENB mit Erh. ÜK	19,1	50	2025	2025 (in Umsetzung)	3	13.300
48	110-kV-Leitung O6/A11, Einf. Krugzell, Anl. 66001, Stp. 9 bei Dietmannsried - UW Krugzell	4 Systeme HTLS	ENB mit Erh. ÜK	2,2	80	2026	2027 (in Genehmigungs-vorbereitung)	3	6.300
142	UW Bidingen	Erweiterung/Neubau HöS/HS-Schaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		350	2026	2025	2	3.200
143	UW Donauwörth	Erweiterung/Neubau Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2028	2028	4	5.000
144	UW Gundremmingen	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage, HöS/HS-Schaltanlage, Neubau HöS/HS-Transformator/-en, Drossel, Blindleistungskompensationsspule	ENB mit Erh. ÜK		700	2025	2028	2, 3, 4	61.500
145	UW Suchraum Ost	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	Neubau		0	2028	2027	3	16.000
146	UW Meitingen	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, HöS/HS-Schaltanlage, Neubau HöS/HS-Transformator/-en	ENB mit Erh. ÜK		350	2026	2027	2, 3	39.400
147	UW Oberottmarshausen	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		20	2028	2029	3	3.980
148	UW Vöhringen	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, HöS/HS-Schaltanlage, Neubau Blindleistungs-kompensationsspule	ENB mit Erh. ÜK		0	2028	2028	2, 3	9.900
149	UW Woringen	Neubau HöS/HS-Transformator/-en, Neubau Drossel	ENB mit Erh. ÜK		350	2026	2030	2, 3	21.300
150	UW Bäumenheim	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2027	2026	3	1.600
151	UW Breitenbrunn	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2027	2030	3, 4	7.980

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Art der Maßnahme	Länge des Ltgs.ab-schnitts [km]	Erhöhung Umspann-kapazität [MVA]	Jahr des pl. Bedarfs lt. Basisvariante	Jahr der vstl. IBN (Projektstatus)	NE	vstl. Kosten [T€]
152	UW Bobingen	Erweiterung/Neubau Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2027	2027	4	2.500
153	UW Breitenthal	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		100	2028	2027	3, 4	8.760
154	UW Burgau	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2026	2027	3, 4	6.380
155	UW Denklingen	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2024	2026 (in Umsetzung)	3, 4	7.350
156	UW Denzingen	Erweiterung/Neubau Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2027	2024	4	5.500
157	UW Dinkelscherben	Erweiterung/Neubau Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2028	2028	4	5.500
158	UW Ellgau	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		100	2028	2028	3	10.360
159	UW Ettringen	Erweiterung/Neubau Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2027	2025 (in Umsetzung)	4	3.750
160	UW Gessertshausen	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		40	2028	2024	3	3.180
161	UW Gremheim	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		100	2026	2031	3	6.260
162	UW Holzheim	Erweiterung/Neubau Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		40	2024	2025 (in Umsetzung)	4	6.200
163	UW Horgau	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2028	2029	3, 4	6.380
164	UW Illerstufe 4	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		60	2027	2026	3	5.560
165	UW Illerstufe 7	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2027	2030	3	3.880
166	UW Kaufbeuren West	Erweiterung/Neubau Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		20	2028	2030	4	4.880

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Art der Maßnahme	Länge des Ltgs.ab-schnitts [km]	Erhöhung Umspann-kapazität [MVA]	Jahr des pl. Bedarfs lt. Basisvariante	Jahr der vstl. IBN (Projektstatus)	NE	vstl. Kosten [T€]
167	UW Kaufering:	Erweiterung/Neubau Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		20	2026	2027	4	7.380
168	UW Kinsau	Erweiterung/Neubau Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2027	2028	4	2.500
169	UW Kissing	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2028	2029	3	3.880
170	UW Krumbach	Erweiterung/Neubau Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2026	2028	4	5.000
171	UW Lagerlechfeld	Erweiterung/Neubau Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		20	2028	2029	4	9.880
172	UW Landsberg	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2026	2029	3	1.600
173	UW Langweid	Erweiterung/Neubau Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2027	2026	4	3.500
174	UW Lechbruck	Erweiterung/Neubau Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2028	2025	4	3.500
175	UW Leinau	Erweiterung/Neubau Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2027	2029	4	2.500
176	UW Marktoberdorf	Erweiterung/Neubau Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2028	2027	4	2.500
177	UW Memmingen 1	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2027	2026	3	800
178	UW Memmingen 2	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2027	2033	3	800
179	UW Monheim	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		104	2030	2033	3	6.260
180	UW Neusäß	Erweiterung/Neubau Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		20	2028	2032	4	5.380
181	UW Oberauerbach	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2028	2031	3, 4	8.880
182	UW Obergünzburg	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2028	2031	3	4.100
183	UW Peißenberg	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		20	2027	2031	3, 4	8.880

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Art der Maßnahme	Länge des Ltgs.ab-schnitts [km]	Erhöhung Umspann-kapazität [MVA]	Jahr des pl. Bedarfs lt. Basisvariante	Jahr der vstl. IBN (Projektstatus)	NE	vstl. Kosten [T€]
184	UW Pfaffenhofen	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2027	2033	3	1.600
185	UW Prittriching	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2027	2032	3, 4	3.300
186	UW Rain	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2027	2032	3, 4	4.300
187	UW Suchraum Ronsberg:	Neubau Hochspannungsschaltanlage	Neubau		0	2028	2033	3	4.000
188	UW Schongau	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2027	2031	3	3.200
189	UW Schwabmünchen	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2030	2032	3, 4	10.480
190	UW Stätzling	Erweiterung/Neubau Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2026	2025 (in Umsetzung)	4	5.000
191	UW Walkertshofen	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2027	2035	3	1.600
192	UW Weißenhorn	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2028	2031	3, 4	7.980
193	UW Suchraum Donauried	Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	Neubau		120	2027	2036 (in Genehmigungs-vorbereitung)	3, 4	16.760
194	UW Suchraum Ketterschwang	Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	Neubau		120	2027	2035	3, 4	14.360
195	UW Suchraum Schwaighausen	Neubau Hochspannungsschaltanlage	Neubau		0	2027	2034	3	4.000
196	UW Haunstetten	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		40	2027	2034	3	3.180
197	UW Krugzell	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2026	2031	3	800
198	UW Suchraum West	Erweiterung/Neubau Mittelspannungsschaltanlage	Neubau		0	2028	2032	4	2.500
199	UW Bidingen	Neubau HöS/HS-Transformator/-en	ENB mit Erh. ÜK		700	2031	2032	2	33.000

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Art der Maßnahme	Länge des Ltgs.ab-schnitts [km]	Erhöhung Umspann-kapazität [MVA]	Jahr des pl. Bedarfs lt. Basisvariante	Jahr der vstl. IBN (Projektstatus)	NE	vstl. Kosten [T€]
200	UW Suchraum Nord	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2029	2034	3	41.680
201	UW Gundremmingen	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Neubau Drossel	ENB mit Erh. ÜK		0	2030	2034	3	5.600
202	UW Suchraum Ost	Erweiterung/Neubau HöS/HS-Schaltanlage, Neubau HöS/HS-Transformator/-en, Blindleistungs-kompensationsspule	Neubau		700	2033	2031	2, 3	50.100
203	UW Lechhausen	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2031	2033	3	1.600
204	UW Leupolz	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, HöS/HS-Schaltanlage, Neubau HöS/HS-Transformator/-en, Drossel	ENB mit Erh. ÜK		1050	2029	2033	2, 3	66.300
205	UW Meitingen	Neubau HöS/HS-Transformator/-en	ENB mit Erh. ÜK		720	2032	2033	2	35.380
206	UW Oberottmarshausen	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, HöS/HS-Schaltanlage, Neubau HöS/HS-Transformator/-en, Drossel	ENB mit Erh. ÜK		350	2031	2032	2, 3	26.100
207	UW Vöhringen	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, HöS/HS-Schaltanlage, Neubau HöS/HS-Transformator/-en	ENB mit Erh. ÜK		1070	2030	2038	2, 3	64.680
208	UW Woringen	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, HöS/HS-Schaltanlage, Neubau HöS/HS-Transformator/-en	ENB mit Erh. ÜK		700	2030	2037	2, 3	19.700
209	UW Au	Erweiterung/Neubau Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2033	2040	4	5.580
210	UW Bäumenheim	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2029	2040	3, 4	10.480
211	UW Balzhausen	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2031	2038	3	2.400

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Art der Maßnahme	Länge des Ltgs.ab-schnitts [km]	Erhöhung Umspann-kapazität [MVA]	Jahr des pl. Bedarfs lt. Basisvariante	Jahr der vstl. IBN (Projektstatus)	NE	vstl. Kosten [T€]
212	UW Biessenhofen	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2031	2036	3	3.880
213	UW Bidingen	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2030	2036	3	11.200
214	UW Bidingen 2	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2031	2037	3	1.600
215	UW Breitenthal	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2031	2041	3	1.600
216	UW Buchloe	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2031	2037	3	3.880
217	UW Burgau	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2032	2036	3, 4	7.980
218	UW Dillingen	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2031	2035	3	3.880
219	UW Dinkelscherben	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2032	2042	3	5.480
220	UW Ellgau	Erweiterung/Neubau Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2031	2037	4	2.000
221	UW Friedberg	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2031	2040	3, 4	5.800
222	UW Gessertshausen	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		20	2033	2036	3, 4	8.980
223	UW Gremheim	Erweiterung/Neubau Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2030	2038	4	2.500
224	UW Heimertingen	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2030	2036	3, 4	6.380
225	UW Höchstädt	Erweiterung/Neubau Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2032	2037	4	3.000
226	UW Horgau	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2031	2038	3, 4	7.100

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Art der Maßnahme	Länge des Ltgs.ab-schnitts [km]	Erhöhung Umspann-kapazität [MVA]	Jahr des pl. Bedarfs lt. Basisvariante	Jahr der vstl. IBN (Projektstatus)	NE	vstl. Kosten [T€]
227	UW Illerstufe 4	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2032	2037	3, 4	4.950
228	UW Illerstufe 5	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2032	2035	3	800
229	UW Illerstufe 7	Erweiterung/Neubau Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2032	2038	4	2.500
230	UW Irsingen	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2029	2038	3, 4	11.630
231	UW Kaufbeuren West	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2032	2038	3	3.880
232	UW Kaufering	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2032	2034	3	6.380
233	UW Kinsau	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2030	2038	3, 4	5.880
234	UW Krumbach	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		20	2031	2038	3	3.980
235	UW Lagerlechfeld	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2032	2035	3, 4	8.980
236	UW Landsberg	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2032	2040	3	2.400
237	UW Lauben	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		24	2029	2038	3, 4	5.680
238	UW Marktoberdorf	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2031	2040	3	3.880
239	UW Memmingen 1	Erweiterung/Neubau Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		8,5	2030	2035	4	9.880
240	UW Memmingen 2	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2031	2037	3	3.880

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Art der Maßnahme	Länge des Ltgs.ab-schnitts [km]	Erhöhung Umspann-kapazität [MVA]	Jahr des pl. Bedarfs lt. Basisvariante	Jahr der vstl. IBN (Projektstatus)	NE	vstl. Kosten [T€]
241	UW Monheim	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2031	2038	3, 4	15.180
242	UW Oberauerbach	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2033	2044	3	3.880
243	UW Obergünzburg	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2033	2044	3, 4	6.280
244	UW Offingen	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2029	2041	3, 4	8.230
245	UW Prettelshofen	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2030	2044	3	1.600
246	UW Prittriching	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2031	2041	3	3.880
247	UW Rennertshofen	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2031	2045	3	3.880
248	UW Suchraum Ronsberg	Erweiterung/Neubau Mittelspannungsschaltanlage	Neubau		0	2032	2040	4	2.500
249	UW Schongau	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2029	2042	3	5.480
251	UW Stadtbergen	Erweiterung/Neubau Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		20	2030	2044	4	4.880
252	UW Stätzling	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2030	2043	3	4.680
253	UW Unterach	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2032	2044	3	3.880
254	UW Walkertshofen	Erweiterung/Neubau Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		24	2033	2044	4	4.880
255	UW Wertingen	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		80	2030	2044	3, 4	7.980
256	UW Wolfertschwenden	Erweiterung/Neubau Mittelspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		20	2030	2044	4	4.880
257	UW Zirgesheim	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		20	2032	2043	3	3.980

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Art der Maßnahme	Länge des Ltgs.ab-schnitts [km]	Erhöhung Umspann-kapazität [MVA]	Jahr des pl. Bedarfs lt. Basisvariante	Jahr der vstl. IBN (Projektstatus)	NE	vstl. Kosten [T€]
258	UW Suchraum Schwaighausen	Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	Neubau		160	2031	2041	3, 4	12.760
259	UW Suchraum Aitrang	Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	Neubau		160	2029	2045	3, 4	16.760
261	UW Suchraum Dessau	Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	Neubau		120	2030	2042	3, 4	16.760
262	UW Suchraum Oberroth	Neubau Mittelspannungsschaltanlage	Neubau		0	2030	2047	4	5.000
263	UW Suchraum Kesselostheim	Neubau Hochspannungsschaltanlage, Mittelspannungsschaltanlage	Neubau		0	2032	2042	3, 4	6.600
265	UW Göggingen	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		40	2030	2042	3	3.180
267	UW Neu Ulm Ost	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2030	2045	3	1.600
268	UW Neu Ulm West	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		0	2031	2045	3	1.600
269	UW Senden	Erweiterung/Neubau Hochspannungsschaltanlage	ENB mit Erh. ÜK		8,5	2031	2046	3	3.980