

Regionalszenario 2025

Planungsregion BAYERN



PLANUNGSREGION
BAYERN

Impressum/Lizenzhinweis

Titel: Regionalszenario 2025 - Planungsregion Bayern

Urheber:

AllgäuNetz GmbH & Co. KG · Illerstraße 18 · 87435 Kempten

Bayernwerk Netz GmbH · Lilienthalstraße 7 · 93049 Regensburg

LEW Verteilnetz GmbH · Schaezlerstraße 3 · 86150 Augsburg

Mainfranken Netze GmbH · Haugerring 6 · 97070 Würzburg

N-ERGIE Netz GmbH · Sandreuthstraße 21 · 90441 Nürnberg

Regensburg Netz GmbH · Greflingerstraße 26 · 93055 Regensburg

Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH · Karlstraße 1-3 · 89073 Ulm

swa Netze GmbH · Hoher Weg 1 · 86152 Augsburg

SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG · Emmy-Noether-Straße 2 · 80992 München

Lizenz:

Dieses Werk ist lizenziert unter der **Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0)**. Eine Nutzung, Bearbeitung, Weitergabe und Veröffentlichung ist unter Angabe der Urheber sowie unter Einhaltung der Lizenzbedingungen zulässig.

Lizenztext: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

Zitierempfehlung:

„Regionalszenario 2025 - Planungsregion Bayern“, Gemeinschaftswerk der veröffentlichungspflichtigen Verteilnetzbetreiber der Planungsregion Bayern (Stand 2025), lizenziert unter [CC BY 4.0](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

Regionalszenario 2025

Inhalt

1	Abkürzungsverzeichnis	2
2	Einleitung	3
2.1	Differenzierte Betrachtung von zwei Regionalszenarien	3
2.2	Basisszenario	4
2.3	Effizienzzenario	5
3	Rahmenbedingungen	6
3.1	Gesetzliche Anforderungen	6
3.2	Bedeutung des Regionalszenarios	6
3.3	Verzahnung Netzentwicklungsplan und Netzausbauplan	7
4	Planungsregion Bayern	9
4.1	VNB der Planungsregion	9
4.2	Netzgebiet und allgemeine Spezifika	9
4.3	Netzkennzahlen der Planungsregion	10
4.4	Strukturdaten der VNB der Planungsregion	12
4.5	ÜNB der Planungsregion	14
4.6	nVNB der Planungsregion	15
5	Einflussgrößen auf die Netzaufgabe	16
5.1	Betrachtungshorizont und Stützjahre	16
5.2	Elektromobilität	17
5.2.1	PKW	17
5.2.2	Öffentlicher Verkehr	18
5.2.3	Schwere Nutzfahrzeuge	18
5.3	Wärme	19
5.3.1	Zentrale Wärmelösungen	19
5.3.2	Dezentrale Wärmelösungen	20
5.4	Konventionelle Last	21
5.4.1	Haushalte und Gewerbe	22
5.4.2	Industrie	23
5.5	Rechenzentren	23

5.6	Elektrolyse	24
5.7	Speicher	25
5.7.1	Großbatteriespeicher	25
5.7.2	Kleinbatteriespeicher	26
5.7.3	Pumpspeicher	27
5.8	Photovoltaik	27
5.8.1	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	27
5.8.2	Freiflächen-Photovoltaik	29
5.9	Windenergie	30
5.9.1	Basisszenario	30
5.9.2	Effizienzzenario	31
5.10	Sonstige erneuerbare Erzeugung	31
5.11	Konventionelle Kraftwerke	32
6	Entwicklung des Regionalszenarios	34
6.1	Konkretisierungen und Weiterentwicklungen	34
6.2	Anpassungen der erwarteten Entwicklung	35
7	Grundlagen der Netzausbauplanung	37
7.1	Allgemeine Grundlagen und Regelwerke	37
7.2	Netzauslegungsrelevante Fälle	38
7.3	Anwendung des (n-1)-Kriteriums	38
7.4	System-/Flexibilitätsdienstleistungen	39
7.4.1	NOXVA-Prinzip	39
7.4.2	Wind-Shift	40
7.4.3	Betriebsweisen von Speichern	40
7.4.4	Betriebsweisen von flexiblen Lasten	41
7.4.5	Umgang mit Erzeugungsspitzen	42
7.4.6	Blindleistungsmanagement	43
7.5	Netzausbauoptionen	43
8	Weiterer zeitlicher Ablauf	44
9	Verzeichnisse	45
9.1	Abbildungsverzeichnis	45

1 Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BHKW	Blockheizkraftwerk
EFH	Einfamilienhaus
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistung
HS	Hochspannung
kV	Kilovolt
KSG	Klimaschutzgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MaStR	Marktstammdatenregister
MFH	Mehrfamilienhaus
MS	Mittelspannung
MW	Megawatt
MVA	Megavoltampere
NAP	Netzausbauplan
NEP	Netzentwicklungsplan
NEST	Netzanschlusskostenverrechnung mit Lenkungswirkung
NLL	Nationale Leitstelle für Ladeinfrastruktur
NOVA	Netz-Optimierung vor Netz-Verstärkung vor Netz-Ausbau
NOXVA	NOVA mit zusätzlich netzdienlichem Einsatz von Flexibilitätsoptionen
NS	Niederspannung
nVNB	nachgelagerter Verteilnetzbetreiber
PPAs	Power Purchase Agreements
PR	Planungsregion
PV	Photovoltaik
SWM	Stadtwerke München
TWh	Terawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk
VKU	Verband kommunaler Unternehmen
VNB	Verteilnetzbetreiber

2 Einleitung

Zum Schutz vor den Auswirkungen des weltweiten Klimawandels sowie unter Berücksichtigung der energiepolitischen Entwicklungen der letzten Jahre hat die deutsche Politik sehr ambitionierte Zielsetzungen zur Gestaltung der Energiewende und zur Erreichung der Treibhausgasneutralität (Klimaneutralität) in Deutschland formuliert und gesetzlich verankert. Nach dem Klimaschutzgesetz in seiner Fassung von Juli 2024 soll in Deutschland bis zum Jahr 2045 der Status der Treibhausgasneutralität erreicht sein.

Insbesondere die Verteilnetze sind durch diese Entwicklungen massiv betroffen. Die installierte Gesamtleistung der Erzeugungsanlagen mit Nutzung regenerativer Energien soll in Bayern dann über 100.000 MW erreichen. Darüber hinaus sind mit Digitalisierung und Transformation in den Bereichen Wärme und Mobilität neue Kundenanlagen in hoher Zahl und Leistung in die Verteilnetze zu integrieren. Nur wenn es gelingt, diese Netze rechtzeitig und ausreichend auf die neuen Anforderungen zu dimensionieren und auszubauen, wird es möglich sein, die regional und dezentral erzeugte Energie dort aufzunehmen und Verbrauchern oder Speichern zuzuführen. Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Verteilnetzbetreiber (VNB) sehen es als gemeinsame Aufgabe, die Übertragungs- und die Verteilnetze in der Planungsregion (PR) Bayern effizient und zielgerichtet zu gestalten, ohne dass das hohe Maß an Systemsicherheit und Versorgungszuverlässigkeit beeinträchtigt wird.

Das vorliegende Regionalszenario 2025 für die Planungsregion Bayern basiert im Sinne eines Bottom-Up-Szenarios auf dem innerhalb der Planungsregion ausgearbeiteten Zukunftsbild. Es berücksichtigt den von der Bundesnetzagentur im April 2025 genehmigten Szenariorahmen 2025-2037/2045 zum Netzentwicklungsplan. Wenn die in der Planungsregion erarbeiteten Thesen und Daten in guter Übereinstimmung mit dem Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan standen, wurde auf die genehmigten und für Bayern heruntergebrochenen Zahlen aus dem Szenariorahmen zurückgegriffen. Bei Abweichungen in den Thesen oder anderen gesicherten Erkenntnissen, etwa aus aktuellen Anschlussvorhaben, wurden Anpassungen vorgenommen. Dieses Regionalszenario benennt und erläutert derartige Anpassungen.

2.1 Differenzierte Betrachtung von zwei Regionalszenarien

Die Planungsregion Bayern beschreibt in ihrem Regionalszenario zwei unterschiedliche Entwicklungspfade, aus denen zwei Szenarien ausgeprägt wurden. Beiden Szenarien ist gemein, dass sie das im Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) gesetzlich verankerte Ziel der Netto-Treibhausgasneutralität (nachfolgend Klimaneutralität) im Jahr 2045 umsetzen. Allerdings unterscheiden sich die Entwicklungspfade hinsichtlich der Ausgestaltung der verschiedenen Beiträge zur Zielerreichung.

Folgende Aspekte haben die Szenarien darüber hinaus gemeinsam:

- Anteil von aus Photovoltaik, Wind und Wasserkraft regenerativ erzeugte Energiemenge am Verbrauch,
- Hoher Elektrifizierungsgrad bei Mobilitätsanwendungen,
- Ausbauumfang von Wärmenetzen,
- Konventionelle Last im Bereich Haushalte, sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistung,
- Industrie-Transformation,
- Hochlauf von Rechenzentren und Elektrolyseuren.

Die Szenarien unterscheiden sich in:

- Aufteilung erneuerbarer Energiebereitstellung aus Wind und PV,
- Elektrifizierungsgrad bei individuellen Wärmelösungen,
- Anschlussaggregation von Erzeugungsanlagen unterschiedlichen Typs,
- Diversität der Ladevorgänge und ihrer Netzwirkung,
- Einsatz und Lokalität von Speichern und netzdienlichen Lasten.

Dieses Dokument fokussiert sich dabei auf die Herleitung der installierten Leistungen verschiedener Energieträger sowie Verbraucher und ihrer Regionalisierung und Zuordnung auf die Netzgebiete der beteiligten Netzbetreiber. Flexibilitätsoptionen und der mögliche netzdienliche Einsatz werden in diesem Dokument nur soweit beschrieben, wie es für die Szenariendifferenzierung erforderlich ist.

Eine Erläuterung der Planungsansätze der PR Bayern und ihre Anwendung durch Überführung des Regionalszenarios in auslegungsrelevante Leistungen erfolgt auf übergeordneter Ebene in einem Überleitungsdokument im Kontext des Netzausbauplans. Die detaillierte Ausgestaltung erfolgt durch die VNBs im Rahmen der Erstellung des Netzausbauplans.

2.2 Basisszenario

Dieses Szenario basiert auf dem derzeitigen Status quo im Energiesystem und orientiert sich an Szenario B aus dem genehmigten Szenariorahmen der ÜNB. Energiebeschaffung, Energiebezug und Energieverteilung werden dabei getrennt voneinander gedacht und organisiert. Die Wahl des Netzanschlusspunktes von Kundenanlagen erfolgt primär dargebotsabhängig, also beispielsweise abhängig von Windhöufigkeit und Flächenverfügbarkeit. Lenkende Instrumente stehen dem Netzbetreiber im Allgemeinen nicht zur Verfügung. Der Einsatz von Flexibilitäten durch den Netzbetreiber (netzdienlicher Einsatz) erfolgt nur temporär im Rahmen des betrieblichen Engpassmanagements zur Überbrückung bis zur Umsetzung des erforderlichen Netzausbaus. Das Zielnetz wird weitestgehend engpassfrei und bedarfsgerecht ausgelegt.

Das Basisszenario berücksichtigt

- Deutschlandweit dargebotsabhängige Verteilung der Erzeugungsarten ohne räumliche Aggregation von Netzanschlüssen,
- vollständig bedarfsgerechter Netzausbau, auch zur Abdeckung von selten vorkommenden Netzsituationen,
- Verbraucherpreise, welche die aktuelle Marktsituation abbilden und damit Anreize zur marktorientierten Nutzung von Flexibilitäten setzen

2.3 Effizienzscenario

In diesem Szenario wird unterstellt, dass bei der Gestaltung der politischen Rahmenbedingungen zum Erreichen der Klimaneutralität den Belangen für einen effizienten Netzinfrastuktur mehr Bedeutung eingeräumt wird. Das Erreichen der Klimaneutralität bis 2045 bleibt auch in diesem Szenario unverändert.

Die stärkere Berücksichtigung der Belange der Infrastruktur wird dadurch motiviert, dass ihre Kosten durch den starken Ausbaubedarf rasch zunehmen. Eine optimierte Infrastrukturnutzung wird dabei erreicht durch:

- einen optimierten Erzeugungsmix, welcher stärker auf eine Lastdeckung in Bayern ausgerichtet ist,
- geeignete räumliche und zeitliche Aggregation von Netzanschlüssen in Form von gezielter Überbauung von Netzanschlüssen durch den Kunden in Folge einer veränderten Anschlusskostenverrechnung mit Lenkungswirkung (NEST-Prozess),
- Entschädigungsfreiheit beim steuernden Eingriff durch den Netzbetreiber in Zeiten mit sehr hoher Netzauslastung.

Dieses Szenario beschreibt somit einen Weg zur Klimaneutralität bei dem die Belange für einen effizienten und kostengünstigen Netzausbau ausgewogen berücksichtigt sind und somit die vorhandenen Kapazitäten besser ausgenutzt werden.

3 Rahmenbedingungen

3.1 Gesetzliche Anforderungen

Gemäß den §§ 14 d und e EnWG (Fassung vom 21. Februar 2025) haben Betreiber von Elektrizitätsverteilnetzen (VNB) alle zwei Jahre, jeweils zum 31. Oktober, einen Netzausbauplan für ihr jeweiliges Elektrizitätsverteilnetz zu erstellen. VNB mit weniger als 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden sind von dieser Verpflichtung ausgenommen, sie sind jedoch gemäß §14d Abs. 9 EnWG zur Mitwirkung verpflichtet. Dieser Mitwirkungspflicht haben sie mit ihrer Teilnahme an der von BDEW und VKU unterstützten Umfrage im Sommer 2025 entsprochen.

Für die gemeinsame Zusammenarbeit teilen die VNB das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland in geographisch abgrenzbare und räumlich zusammenhängende Gebiete (Planungsregionen) auf. Zur Gewährleistung einer integrierten und vorausschauenden Netzplanung haben die VNB einer Planungsregion bis 31. Dezember 2025 unter Berücksichtigung der Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und der nachgelagerten Verteilnetzbetreiber (nVNB) ein gemeinschaftliches Regionalszenario zu erarbeiten. Auf Basis des Regionalszenarios sowie abgestimmter Grundlagen der Netzausbauplanung erstellen die VNB jeweils für ihr Netzgebiet individuelle Netzausbaupläne und veröffentlichen dies auf der gemeinsamen Internetplattform der deutschen Verteilnetzbetreiber „VNB digital“ (<https://vnbdigital.de>).

3.2 Bedeutung des Regionalszenarios

Das Regionalszenario beschreibt den Entwicklungspfad entlang der von den VNB erwarteten Entwicklung und unter Einhaltung der gesetzlich verankerten klima- und energiepolitischen Ziele, also insbesondere der Klimaneutralität in 2045.

Den Anforderungen der Regulierungsbehörde entsprechend werden bei Erzeugern, Verbrauchern und Speichern die Annahmen mit Hilfe der installierten Leistung quantifiziert. Bei Photovoltaikanlagen entspricht die Leistungsangabe der Modulleistung. Eine Ausnahme stellt dabei die konventionelle Last dar, welche als im Bereich der Hochspannung netzwirksame Leistung angegeben wird. Dabei bezeichnet die netzwirksame Leistung, die für die Auslegung des Netzes relevante Größe. Die netzwirksame Leistung ist stets kleiner als die installierte Leistung.

Zur Reduktion tragen bei:

- Anlagenverfügbarkeit
- Dargebotsverfügbarkeit bei Erzeugungsanlagen (z.B. Einstrahlung oder Windschwwindigkeit)
- Saisonale oder wetterbedingte Variabilität der Anforderungen (z.B. Heizbedarf)

- Anlagen-Auslegung (z.B. Auswahl des Wechselrichters)
- Verfügbarkeit von Speichern
- Betriebsweise

Eine effiziente Netzauslegung macht eine nach regionalen Parametern differenzierende Betrachtung dieser Reduktionsfaktoren erforderlich. Es können dabei erhebliche Unterschiede zwischen installierter und netzwirksamer Leistung auftreten.

Die Überführung der im Regionalszenario quantifizierten Annahmen in netzwirksame Leistungen ist den grundlegenden Aufgaben bei der Erarbeitung des Netzausbauplans zuzuordnen.

3.3 Verzahnung Netzentwicklungsplan und Netzausbauplan

Die Netzentwicklungspläne (NEP) der ÜNB und die Netzausbaupläne (NAP) der VNB sowie deren zugehörige Szenariorahmen sind jeweils im Zwei-Jahres-Turnus, jeweils versetzt um ein Jahr zu erstellen.

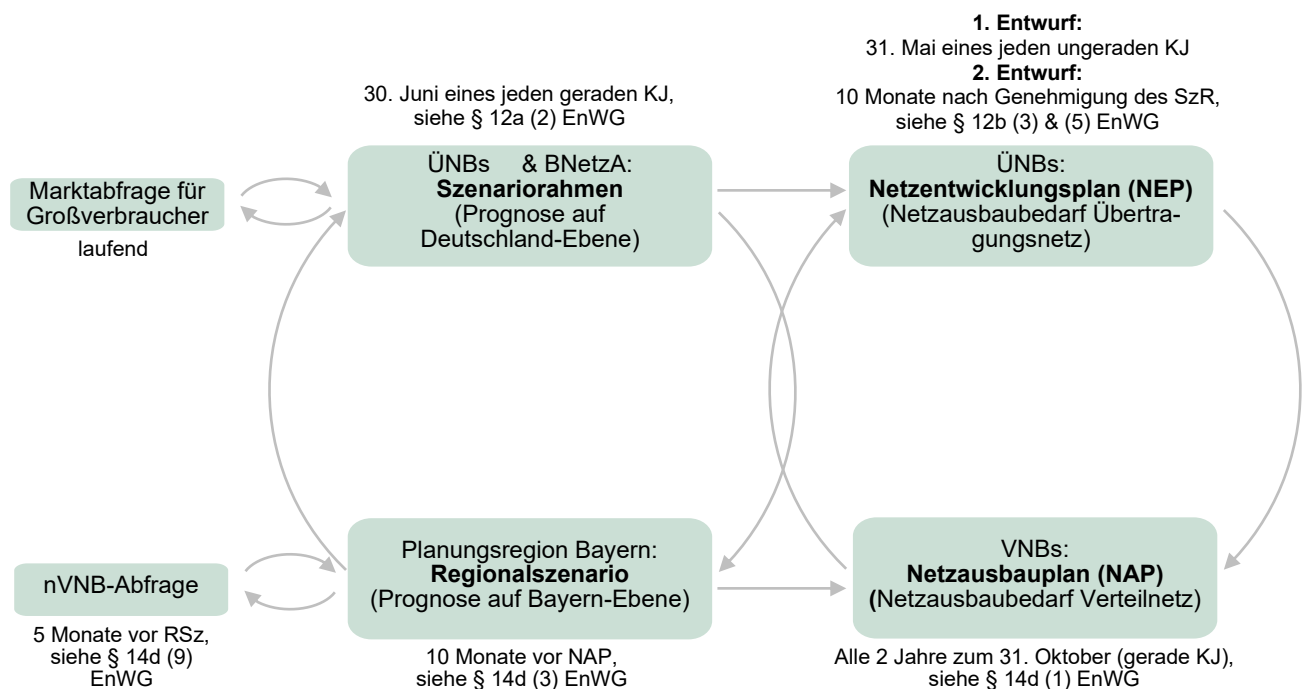


Abbildung 1: Verzahnung von NEP und NAP

Szenariorahmen und Regionalszenario sowie auch NEP und NAP bauen dabei immer wieder aufeinander auf und gehen somit Hand in Hand. In jeder Iteration werden auf Basis aktueller Erkenntnisse aber auch Anpassungen vorgenommen. In dieser Überarbeitung des Regionalszenarios stehen VNB-spezifische Anpassungen im Fokus.

In diesem Regionalszenario haben insbesondere folgende Anpassungen Berücksichtigung gefunden:

- Anpassung des Energiemixes im Effizienzscenario
- Regionalisierungsansätze für Windenergie und Freiflächen-Photovoltaik
- Erhöhung der Anschlussleistung von Rechenzentren
- Erhöhung der Anschlussleistung von Großbatteriespeichern
- Leistungsansätze für konventionelle Last

4 Planungsregion Bayern

4.1 VNB der Planungsregion

Neun Verteilnetzbetreiber mit ≥ 100.000 mittelbar und unmittelbar an ihre Stromnetze angeschlossenen Kunden bilden die Planungsregion Bayern. Diese neun Verteilnetzbetreiber werden nachfolgend gemeinschaftlich als „VNB der Planungsregion“ bezeichnet.

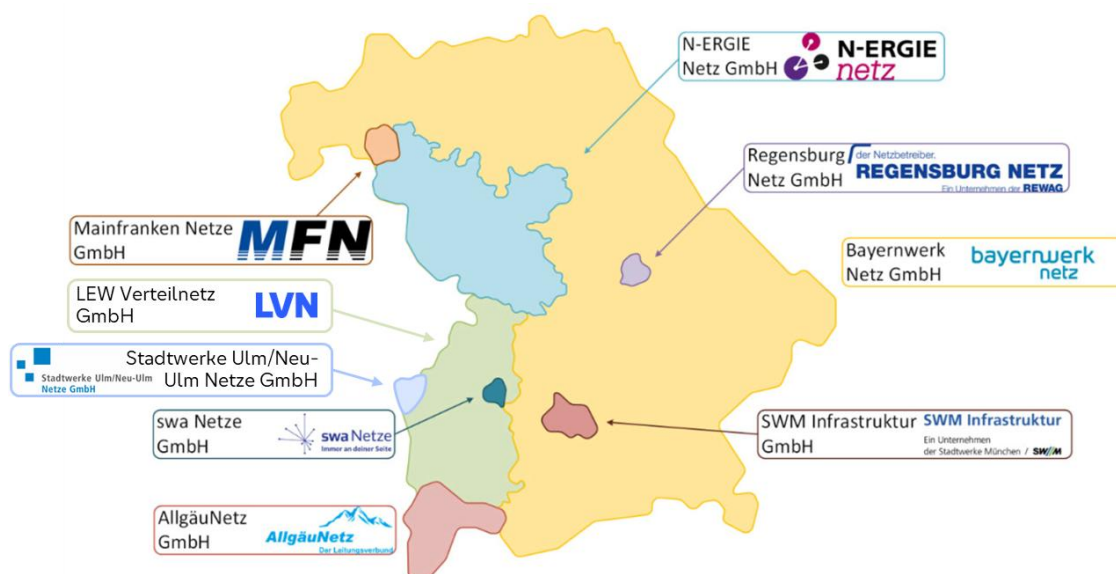


Abbildung 2: Planungsrelevante Gebiete der VNB der Planungsregion Bayern

4.2 Netzgebiet und allgemeine Spezifika

Das Netzgebiet der Planungsregion Bayern umfasst weitestgehend das Gebiet des Freistaats Bayern, des mit ca. 71.000 km² flächengrößten und mit ca. 13 Mio. Einwohnern zweitbevölkerungsreichsten Bundeslandes in Deutschland. Darüber hinaus werden über die Netze der VNB der Planungsregion auch Netzgebiete in angrenzenden Ländern (Österreich) bzw. Bundesländern (Hessen, Baden-Württemberg) versorgt. Ebenso werden kleinere Netzgebiete über Netze nichtdeutscher Netzbetreiber versorgt. Diese Gebiete sind nicht der Planungsregion Bayern zugeordnet.

Zu einem großen Teil ist das Gebiet der Planungsregion Bayern ländlich geprägt, beinhaltet aber auch urbane Gebiete, Großstädte und bedeutende Industriestandorte. In der Planungsregion Bayern gibt es über 240 weitere VNB, welche bei den Planungen der VNB der Planungsregion mitberücksichtigt werden. Aufgrund der hohen Sonnenstundenzahl ist die Planungsregion überproportional durch den Zubau von PV-Anlagen

geprägt. Alle regenerativen Erzeugungsanlagen sind an die Verteilnetze angeschlossen.

Netztechnische Schnittstellen bestehen zu den deutschen ÜNB Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH. Zudem ist ein kleiner Teil des Netzgebietes der Planungsregion an das Netz des österreichischen ÜNB Austrian Power Grid AG (APG) angebunden. Neben vorgenannten ÜNB betreiben auch die SWM Infrastruktur GmbH als VNB zwei Höchstspannungsverbindungen (Umspannwerk Oberbachern – Umspannwerk Menzing und Umspannwerk Ottenhofen – Umspannwerk Föhring) im Planungsgebiet.

4.3 Netzkennzahlen der Planungsregion

Die Netzlänge des bayerischen Stromverteilnetzes umfasst ca. 352.000 km.

Spannungsebene	Stromkreislänge
HS	16.384 km
MS	95.271 km
NS	240.368 km
Summe	352.023 km

Tabelle 1: Kennzahlen zum Stromnetz in Bayern (Quelle: BDEW-Netzkennzahlen Bayern 09/2025)

Etwa 1,3 Mio. EE Anlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 37.900 MW sind an das bayerische Stromverteilnetz angeschlossen.

Energieträger	Anzahl in Stück	Installierte Leistung
Photovoltaik	1.291.383	30.367 MW
Windkraft	1.349	2.736 MW
Wasserkraft	4.219	2.811 MW
Biomasse	6.660	1.906 MW
andere Gase	1.018	49 MW
Geothermie	9	47 MW
Weitere Energieträger	21	6 MW
Summe	1.304.659	37.922 MW

Tabelle 2: EE-Anlagenbestand in Bayern zum 03.11.2025 (Quelle MaStR)

Während in der Planungsregion die Zubauentwicklung bei PV-Anlagen besonders ausgeprägt ist, war der Zubau von Windkraftanlagen in den letzten Jahren gering.

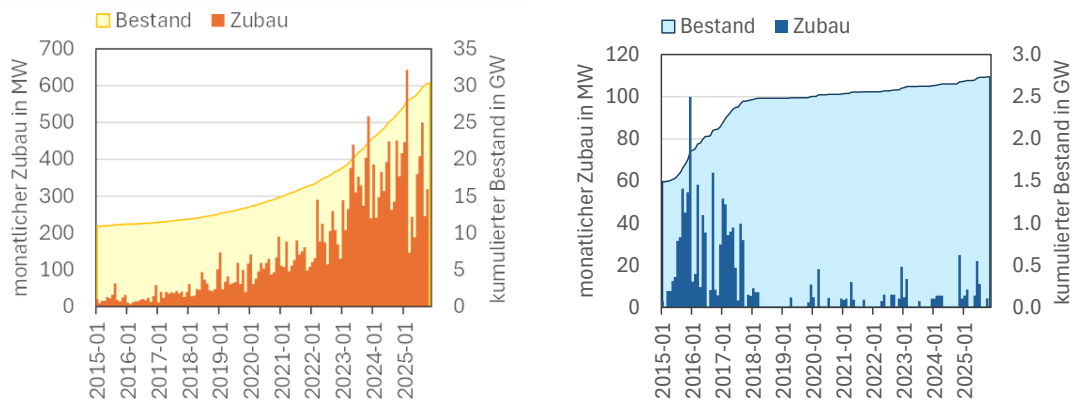


Abbildung 3: Entwicklung PV und Windkraft in Bayern (Quelle MaStR)

4.4 Strukturdaten der VNB der Planungsregion

Wesentliche Kennzahlen zu Länge bzw. Anzahl der Netzbetriebsmittel der VNB der Planungsregion Bayern sind in Tabelle 3 aufgelistet. Die Netze der neun VNB der Planungsregion umfassen eine Stromnetzlänge von ca. 331 Tausend km.

Netzbetreiber	Stromkreislänge in km (davon Kabel in km)			Anzahl UW ¹	Anzahl ONS ²
	HS	MS	NS3		
AllgäuNetz	345	1795	4092	16	2.127
Bayernwerk Netz	9.162 (352)	48.436 (33.187)	103.963 (100.514)	354	43.245
LEW Verteilnetz	1.996 (17)	7.458 (5.144)	27.520 (19.457)	91	7.925
Mainfranken Netze	30,9 (30,9)	663,4 (620,4)	2.725 (2.040)	4	636
N-ERGIE Netz	1.470 (105)	8.884 (4.932)	18.545 (18.436)	63	9029
Regensburg Netz	0	883 (745)	3.511 (3.507)	0	768
Stadtwerke Ulm/Neu- Ulm Netze ⁴	0	404	861	1	332
swa Netze GmbH	40 (24)	766 (754)	2.199 (1.875)	11	1.096
SWM Infrastruktur	582 (392)	3.775 (3.716)	8.696 (8.457)	34	6.087
Summe	13.626	73.064	172.112	574	71.245

Tabelle 3: Netzstrukturdaten der VNB bezogen auf die Planungsregion Bayern (Stand: 31.12.2024)

¹ Anzahl Umspannwerke mit netzbetreibereigenem HS/MS-Transformator

² Anzahl Ortsnetzstationen mit netzbetreibereigenem MS/NS-Transformator

³ Inklusive NS-Hausanschlussleitung

⁴ Nur Anteil innerhalb der Planungsregion Bayern

An die Netze der neun VNB der Planungsregion sind ca. 5,5 Mio. Entnahmestellen direkt angeschlossen.

Netzbetreiber	Anzahl der Entnahmestellen					Summe
	HS	HS/MS	MS	MS/NS	NS	
AllgäuNetz	19	60	2.369	3.786	140.799	147.033
Bayernwerk Netz	456	977	49.926	45.387	2.336.073	2.432.819
LEW Verteilnetz	193	604	11.349	51.195	574.245	637.586
Mainfranken Netze	0	0	437	62	140.334	140.833
N-ERGIE Netz	29	41	2.284	6.409	707.596	716.323
Regensburg Netz	0	0	1.305	6.395	159.442	167.142
Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze ⁴	0	1	202	246	16891	17340
swa Netze GmbH	28	292	1.371	13.100	178.159	192.950
SWM Infrastruktur	10	153	1.097	6.675	1.111.837	1.119.780
Summe	735	2.128	70.340	133.255	5.365.376	5.571.806

Tabelle 4: Anzahl der Entnahmestellen der VNB der Planungsregion (Stand: 31.12.2024)

Neben den großen Kraftwerken mit den Energieträgern Erdgas, Mineralöl(-produkte) und Steinkohle sind viele, meist kleinere Anlagen zur Stromerzeugung an die Netze der neun VNB der Planungsregion angeschlossen. Zum Stand Anfang November 2025 sind etwa 1,27 Mio. Anlagen mit einer installierten Leistung von ca. 33,3 GW direkt angeschlossen. Dies repräsentiert einen Anteil von 73 % aller in der Planungsregion Bayern angeschlossen Anlagen sowie ca. 79 % der in der Planungsregion angeschlossen Leistung. Auf die HS-Netze der neun VNB der Planungsregion wirken neben den Anlagen im eigenen Netzgebiet auch die Anlagen in den Netzgebieten weiterer VNB, die nachgelagert dort angeschlossen sind. Somit sind auch diese auslegungsrelevant.

Netzbetreiber	In Bayern installierte Leistung in MW (Anzahl Anlagen)						Summe
	PV	Wind	Bio- masse	Was- ser	Batterie- speicher	Sons- tige	
AllgäuNetz	338 (17.827)	3,5 (8)	11 (65)	51 (114)	86 (5.978)	13 (22)	501 (24.014)
Bayernwerk Netz	16.135 (600.535)	1.380 (680)	897 (3.396)	1.675 (2.427)	1.478 (188.518)	74 (537)	21.682 (796.104)
LEW Verteilnetz	3.326 (147.639)	176 (106)	270 (1.025)	482 (543)	399 (47.858)	3,3 (50)	4.656 (197.226)
Mainfranken Netze	213 (13.607)	18 (7)	8,9 (16)	3,1 (7)	40 (6.384)	28 (6)	311 (20.027)
N-ERGIE Netz	3.460 (117.548)	788 (357)	280 (915)	29 (175)	352 (35.977)	5,7 (133)	4.915 (155.105)
Regensburg Netz	244 (14.292)	0,5 (1)	9,0 (21)	11 (6)	41 (6.048)	0,1 (4)	305 (20.372)
Stadtwerke Ulm/Neu- Ulm Netze ⁴	85 (4.914)	0 (0)	7,2(12)	3,8 (11)	11 (1.973)	18 (65)	125 (6.975)
swa Netze	101 (7.911)	0 (0)	12 (14)	21 (49)	29 (3.510)	18 (4)	181 (11.488)
SWM Infrastruktur	338 (30.139)	5,0 (5)	4,2 (17)	64 (49)	216 (13.320)	59 (11)	687 (43.543)
Summe	24.240 (954.412)	2.371 (1.164)	1.499 (5.481)	2.340 (3.381)	2.652 (309.566)	219 (832)	33.363 (1.274.854)

Tabelle 5: An die Verteilnetze der VNB der Planungsregion Bayern angeschlossene Anlagen gemäß MaStR (Stand: 3.11.2025) mit Korrekturen

4.5 ÜNB der Planungsregion

Im Gebiet der Planungsregion Bayern betreiben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber Amprion GmbH und TenneT TSO GmbH das Übertragungsnetz. Ergänzend betreibt SWM Infrastruktur GmbH zwei Höchstspannungsverbindungen zwischen den Umspannwerken der TenneT und den Hauptumspannwerken der SWM Infrastruktur GmbH mit einer Stromkreislänge von 70 km.

VNB	ÜNB	Anzahl HöS/HS-Umspannwerke (Stand 31.12.2024)
Allgäunetz GmbH	Amprion GmbH	---
Bayernwerk Netz GmbH	TenneT TSO GmbH	28
LEW Verteilnetz GmbH	Amprion GmbH	8
Mainfranken Netze GmbH	TenneT TSO GmbH	---
N-ERGIE Netz GmbH	TenneT TSO GmbH	---
Regensburg Netz GmbH	TenneT TSO GmbH	---
swa Netze GmbH	Amprion GmbH	---
SWM Infrastruktur GmbH	TenneT TSO GmbH	2
Stadtwerte Ulm/Neu-Ulm Netze	Amprion GmbH	---
Summe		38

Tabelle 6: Zuordnung VNB zu ÜNB-Netzgebieten und Anzahl HöS/HS-Umspannwerke

Karten zu den Höchstspannungsnetzen der ÜNB sind über den [VDE FNN](#) erhältlich.

4.6 nVNB der Planungsregion

Die nVNB der Planungsregion wurden über eine Umfrage im Zeitraum Juni bis August 2025 an der Erstellung der Regionalszenarien beteiligt. Der überwiegende Anteil der nVNB hat Bestands- und Prognosedaten zurückgemeldet.

Die Rückmeldungen zeigen, dass unterschiedliche Interpretationen von installierter und wirkender Leistung als auch regional mehrfach zugeordnete Anfragen in die Prognosedaten Einzug gehalten haben. Eine Übernahme der Prognosedaten ist daher nicht flächendeckend und nur nach Nachbearbeitung möglich.

Dennoch konnten aus den Rückmeldungen wertvolle Erkenntnisse für die Erarbeitung des Regionalszenarios abgeleitet werden:

- Die rückgemeldete Prognose der installierten Leistung aus PV-Anlagen auf oder an Gebäuden bei den nVNB übersteigt 7 GW und steht damit in guter Übereinstimmung mit den entsprechenden Prognosen der VNB der PR Bayern. Eine erwartete hohe Durchdringung ist Konsens.
- Ergebnisse aus der kommunalen Wärmeplanung werden in die Planung der elektrischen Infrastruktur einbezogen. Dabei erwartet jeder zweite nVNB die Realisierung von Wärmenetzen mit elektrifizierter Wärmebereitstellung.
- Viele nVNB prognostizieren neue Großbatteriespeicher und Rechenzentren in ihren eigenen Netzen.

Die Erkenntnisse der nVNB-Abfrage werden bei der Definition der Mantelzahlen des Regionalszenarios berücksichtigt.

5 Einflussgrößen auf die Netzaufgabe

5.1 Betrachtungshorizont und Stützjahre

Grundlage für die Erstellung der Netzausbaupläne sind, ausgehend von der Situation im Jahr 2024, die perspektivischen Veränderungen der Netzaufgaben, die sich aus dem im April 2025 von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045 ergeben. Dieser zielt auf eine deutlich stärker vorausschauende und integrierte Ausbauplanung der Übertragungs- und Verteilnetze mit dem Ziel der Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 ab. Dabei sind neben dem notwendigen Ausbau erneuerbarer Energien auch sektoren-übergreifende Entwicklungen wie der Hochlauf der Elektromobilität und der dafür erforderlichen Ladeinfrastruktur, der verstärkte Einsatz von Wärmepumpen sowie die Dekarbonisierung in Industrie, Gewerbe und Handel zu berücksichtigen.

Maßgebliche Betrachtungsjahre des Regionalszenarios sind in Abbildung 4 dargestellt:



Abbildung 4: Maßgebliche Stützjahre zur Erstellung des Regionalszenarios

Im Rahmen des Regionalszenarios für die Planungsregion Bayern haben sich die VNB der Planungsregion auf eine gemeinsame regionalisierte Datenbasis maßgeblicher Eingangsgrößen verständigt. Die Grundzüge der Regionalisierungslogik werden energieträgerspezifisch beschrieben.

5.2 Elektromobilität

Es wird im Allgemeinen ein ambitionierter Elektrifizierungspfad in den Mobilitätsanwendungen zu Grunde gelegt. Das Regionalszenario beschreibt dabei die erwartete Entwicklung von Ladeeinrichtungen im privaten und öffentlichen Bereich für PKW und Nutzfahrzeuge und berücksichtigt, dass Fahrzeugen unterschiedliche Lademöglichkeiten zur Verfügung stehen. Das Regionalszenario weist die Summe aller installierten Ladeleistungen aus.

Netzbetreiber	Bestand	2030	2035	2045
AllgäuNetz	24	240	420	781
Bayernwerk Netz	2.017	7.272	19.069	25.344
LEW Verteilnetz	191	2.267	2.776	5.127
Mainfranken Netze	58	216	406	819
N-ERGIE Netz	163	687	1.558	2.676
Regensburg Netz	30	334	683	1.072
Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze	4	102	183	343
swa Netze	28	299	571	1.114
SWM Infrastruktur	16	2.316	5.762	9.346
nVNB	1.666	6.189	16.978	22.888
Summe	4.198	19.922	48.406	69.508

Tabelle 7: Installierte Leistung aus Ladeeinrichtungen sowie Anschlussleistung für schienengebundenen Fern- und Nahverkehr in MW

5.2.1 PKW

Es wird entsprechend der Langfristszenarien von einem deutschlandweit rückläufigen PKW-Bestand ausgegangen. Bei Erreichen der Klimaneutralität werden fast ausschließlich batterieelektrische PKW eingesetzt. Der elektrische Energiebedarf für PKW in der Planungsregion Bayern beläuft sich im Jahr 2045 auf ca. 13 TWh. Dies entspricht der Zielsetzung aus dem Entwurf des Szenariorahmens der ÜNB und liegt gleichzeitig zwischen den Prognosen der nationalen Leitstelle für Elektromobilität (NLL) für 2035 und 2045.

Hinsichtlich der Verteilung der Ladung auf öffentliche und nicht-öffentliche Ladepunkte sowie hinsichtlich der relativen Regionalisierung folgt das Regionalszenario den Prognosen der NLL. Unterschiede in den Leistungsannahmen zum Szenariorahmen der ÜNB resultieren aus Fokussierung auf die Anschlussleistungen der Ladeinfrastruktur, welche im Verteilnetz in besonderem Maße relevant sind. Es wird angenommen, dass der Hochlauf der Elektromobilität verzögert erfolgt. Diese Verzögerung zeigt sich jedoch nicht in der installierten Ladeleistung.

Eine Differenzierung zwischen den Szenarien erfolgt nur hinsichtlich der Ladestrategie, nicht jedoch hinsichtlich des Energiebedarfs oder der installierten Leistung.

5.2.2 Öffentlicher Verkehr

Die Umstellung des öffentlichen Nahverkehrs auf elektrische Antriebe wird konsequent umgesetzt. Dazu entstehen vorwiegend im urbanen Raum Lademöglichkeiten für E-Busse an Depots und Busbahnhöfen. Ein Ausbau des Straßenbahnnetzes wird entsprechend bestehender Planungen angesetzt. Der daraus entstehende elektrische Mehrbedarf beläuft sich auf drei TWh im Jahr 2045. Insgesamt stehen die Annahmen in guter Übereinstimmung mit den Prognosen des Szenariorahmens der ÜNB.

Ergänzend dazu wurde eine konsequente Elektrifizierung auch des regionalen öffentlichen Verkehrs angenommen. Dazu wurden in einem Experteninterview konkrete Elektrifizierungsprojekte in unterschiedlichen Planungsständen abgefragt. Diese Daten umfassen unter anderem Informationen der DB Energie GmbH sowie Informationen kommunaler und regionaler Verkehrsbetriebe. Sofern die jeweiligen VNB von konkreten Projekten betroffen sind, wurden diese im Regionalszenario berücksichtigt.

Es erfolgt keine Differenzierung zwischen den Szenarien.

5.2.3 Schwere Nutzfahrzeuge

Die Dekarbonisierung der Mobilitätsanwendungen im gewerblichen und industriellen Umfeld durch batterieelektrische LKW (eLKW) folgt ebenfalls einem ambitionierten Entwicklungspfad. Es wird angenommen, dass fast ausschließlich batterieelektrische Fahrzeuge eingesetzt werden. Der absolute Fahrzeugbestand bleibt konstant. Damit übersteigt das Regionalszenario die Annahmen der NLL, welche von einer Durchdringung von nur etwa 70% bei den schweren Nutzfahrzeugen ausgeht. Es besteht jedoch eine hohe Übereinstimmung mit dem Szenariorahmen der ÜNB.

Hinsichtlich der Verteilung der Ladung auf öffentliche und nicht-öffentliche Ladepunkte sowie hinsichtlich der relativen Regionalisierung wird eine Fortschreibung der NLL-Prognosen zu Grunde gelegt. Der Bedarf an Schnellladeinfrastruktur entlang bestehender Hauptverkehrsadern wird den Informationen für die Ausschreibung des LKW-Schnellladenetzes an den Bundesautobahnen entnommen.

Der Hochlauf erfolgt zeitlich verzögert. Leistung und Energie verhalten sich dabei proportional.

Hinsichtlich der installierten Leistung gibt es keine Unterschiede zwischen den Szenarien. Eine Differenzierung zwischen den Szenarien erfolgt nur hinsichtlich der Ladestrategie, welche sich auf die netz wirksamen Leistungen auswirkt und im Überleitungsdocument spezifiziert wird.

5.3 Wärme

Die Wärmegewinnung erfolgt bei Erreichen der Klimaneutralität überwiegend elektrisch oder elektrisch unterstützt.

5.3.1 Zentrale Wärmelösungen

Für die Dekarbonisierung des Wärmebedarfs im Bereich der Haushalte und nichtproduzierenden Gewerbe werden insbesondere im urbanen Raum stärker als heute Wärmenetze eingesetzt. Dennoch geht das Regionalszenario davon aus, dass die im Szenariorahmen zu Grunde gelegte Entwicklung nach der bei Klimaneutralität dreimal mehr Wohneinheiten als heute an Wärmenetze angeschlossen sind, zu ambitioniert ist. Die Ergebnisse der kommunalen Wärmeleitplanungen dienen, soweit vorhanden, als Eingangsgröße für die Bedarfsbestimmung für elektrische Energie zur Wärmebereitstellung. Die Entwicklungen hinsichtlich der Wärmenetze wurden auf Basis von netzbetreiberspezifischen Informationen hinsichtlich der Wärmenetzentwicklung abgeschätzt. Insbesondere im städtischen Bereich wird von einer hohen Realisierungsquote von Wärmenetzen ausgegangen. Dabei ersetzen künftig Großwärmepumpen mit elektrischen Anlagenleistungen im Bereich von 10-50 MVA heutige Wärmeerzeugungsanlagen auf Basis fossiler Brennstoffe in bestehenden Wärmenetzen. Hierbei kommen unterschiedliche Wärmequellen zum Einsatz, wie z.B. Flusswasser oder Geothermie. Zur Besicherung der Spitzenlastanforderungen sowie zur Anlagenredundanz kommen Elektrokessel zum Einsatz. Insgesamt wird bei der Transformation von Wärmenetzen ein hoher Elektrifizierungsgrad unterstellt.

Die angegebenen Leistungswerte entsprechen den installierten Leistungen der Wärmeerzeuger inkl. ggfs. vorhandener Elektrokessel sowie Pumpen und sonstiger Nebeneinheiten.

Es erfolgt keine strukturelle Differenzierung zwischen den Szenarien.

Netzbetreiber	Bestand	Basis			Effizienz		
		2030	2035	2045	2030	2035	2045
AllgäuNetz	-	10	17	33	10	17	33
Bayernwerk Netz	-	201	502	502	201	502	502
LEW Verteilnetz	-	157	234	388	157	234	388
Mainfranken Netze	-	51	74	160	51	52	92
N-ERGIE Netz	-	-	25	25	-	25	25
Regensburg Netz	3	22	37	68	22	37	68
Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze	-	7	10	10	7	10	10
swa Netze	10	50	100	150	50	100	150
SWM Infrastruktur	21	21	169	262	21	169	262
nVNB	-	379	942	964	379	942	964
Summe	34	897	2.111	2.561	897	2.089	2.493

Tabelle 8: Installierte elektrische Leistung aus Wärmepumpen und direktelektrischen Heizungen inkl. Heizstäben und Nebenaggregaten ohne Prozesswärme in MW für zentrale Wärmelösungen

5.3.2 Dezentrale Wärmelösungen

In Regionen mit geringerer Realisierungswahrscheinlichkeit für Wärmenetze erfolgt die Dekarbonisierung in individuellen Wärmelösungen. Bei der Ermittlung der installierten Leistungen wurden die Zusatzheizungen zur Spitzenheizlastabdeckung von Wärmepumpen mitberücksichtigt.

Da die Investitionsbedingungen als derzeit noch nicht optimal ausgestaltet eingeschätzt werden, wird von einer verzögerten Entwicklung ausgegangen, sodass insbesondere im Stützjahr 2030 noch eine moderate Elektrifizierungsrate vorliegen wird.

Es wird darauf hingewiesen, dass die Erfassung des Anlagenbestandes mit Unsicherheiten behaftet ist, da für Wärmepumpen keine umfängliche Meldepflicht besteht. Für die Ermittlung der Bestandsdaten wurden daher bestehende Datenquellen, wie die Erfassung der Kunden mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen mit zusätzlichen Daten, wie zum Beispiel einer Bewertung des Wärmebedarfs des Gebäudes verschnitten.

Netzbetreiber	Bestand	Basis			Effizienz		
		2030	2035	2045	2030	2035	2045
AllgäuNetz	14	56	92	162	55	91	160
Bayernwerk Netz	1.093	1.980	3.250	5.218	1.905	2.364	3.572
LEW Verteilnetz	210	1.225	1.823	3.014	977	1.451	2.457
Mainfranken Netze	35	215	361	442	172	288	353
N-ERGIE Netz	167	417	850	1.150	267	417	617
Regensburg Netz	18	83	137	244	74	121	216
Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze	2	36	65	122	36	65	122
swa Netze	17	46	75	132	46	75	112
SWM Infrastruktur	27	427	630	1.180	427	630	1.180
nVNB	553	1.216	2.109	3.402	1.185	1.583	2.563
Summe	2.135	5.701	9.391	15.065	5.145	7.085	11.351

Tabelle 9: Installierte elektrische Leistung aus Wärmepumpen und direktelektrischen Heizungen inkl. Heizstäben und Nebenaggregaten ohne Prozesswärme in MW für dezentrale Wärmelösungen

5.3.2.1 Basisszenario

Neben den Wärmepumpen und direktelektrischen Heizungen stehen keine weiteren Technologien in nennenswertem Umfang zur Verfügung.

5.3.2.2 Effizienzscenario

Ergänzend zur elektrischen Wärmebereitstellung werden in ausgewählten Regionen, z.B. in räumlicher Nähe zu bestehenden Biogasanlagen oder in stark ländlich geprägten Regionen auch nichtfossile Brennstoffe, wie Biogas oder Holzpellets zur Wärmeergänzung eingesetzt. Insgesamt wird 25% des Raumwärmebedarfs aus nichtfossilen Brennstoffen gedeckt. In weniger ländlich geprägten Regionen ist auch ein Einsatz von Biogas in ausgewählten, bestehenden Erdgasnetzen berücksichtigt. Die Deckung des verbleibenden Wärmebedarfs im Haushalts- und GHD-Bereich erfolgt mit Wärmepumpen.

5.4 Konventionelle Last

Abweichend von den anderen Angaben im Regionalszenario wird die Leistung aus konventioneller Last als wirksame Leistung angegeben. Die Aggregationsebene entspricht der HS/MS-Ebene bzw. der geographischen Fläche von einigen Gemeinden. Diese Aggregationsebene wurde gewählt, weil sie für die Ableitung des Netzausbaubedarfs in den Netzebenen HS sowie Umspannung HS/MS aussagekräftig ist. In den Netzebenen geringerer Spannung sind höhere spezifische Werte anzusetzen.

Netzbetreiber	Bestand	2030	2035	2045
AllgäuNetz	309	304	299	289
Bayernwerk Netz	4.876	5.030	5.139	5.419
LEW Verteilnetz	1.714	1.714	1.714	1.714
Mainfranken Netze	143	142	157	183
N-ERGIE Netz	2.170	2.187	2.136	2.094
Regensburg Netz	230	254	272	322
Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze	69	83	96	121
swa Netze	258	269	280	303
SWM Infrastruktur	1.100	1.167	1.233	1.300
nVNB	3.907	3.894	3.884	3.960
Summe	14.777	15.044	15.211	15.705

Tabelle 10: Wirksame Leistung aus konventioneller Last in MW

Die angegebenen Leistungen unterscheiden sich von den Angaben im Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber. Für die Validierung der Angaben im Regionalszenario wurde auf historische und aktuelle Messwerte zurückgegriffen, welche eine robuste Grundlage darstellen. Vorliegende Analyseergebnisse weisen darauf hin, dass die Abweichungen zwischen Regionalszenario und Szenariorahmen der ÜNB begründet sind durch:

- separate Erfassung der Transformation in der Industrie (im Szenariorahmen als „Großverbraucher“ bezeichnet), sowie
- eine höhere Aggregationsebene zur Ermittlung der wirksamen Leistungen

Die Analysen weisen aber auf eine gute Übereinstimmung der in der Herleitung verwendeten Energiemengen und damit des zu Grunde gelegten Entwicklungspfades hin.

5.4.1 Haushalte und Gewerbe

Der klassische Haushaltsbedarf orientiert sich an der Haushaltsgröße und demographischen Entwicklung. Durch technologische Weiterentwicklungen werden entsprechend der Annahmen des genehmigten Szenariorahmens der ÜNB bis zum Zieljahr energetische Effizienzgewinne in Höhe von ca. 20% erreicht. Diese Effizienzgewinne haben jedoch keinen Einfluss auf die Leistung zu den auslegungsrelevanten Zeitpunkten. Aktuelle Kennzahlen für spezifische Bedarfe, wie beispielsweise die Haushaltsgröße, sind auch zukünftig weiter zutreffend.

Es erfolgt keine Differenzierung zwischen den Szenarien.

5.4.2 Industrie

Die Transformation der Industrie geht mit Zunahme der Energie und der Leistung einher. Es wurde eine differenzierte Betrachtung der Transformationspfade unterschiedlicher Sektoren entsprechend dem Forschungsprojekt TransHyde für das Regionalszenario herangezogen. Diese wurde ergänzt durch netzbetreiberspezifische Informationen hinsichtlich potenziellen bzw. bekannten Ausbau-Projekten im Industriesektor für die Entwicklung in den Stützjahren 2030 und 2035. Der Stromverbrauch des Industriesektors steigt demnach im Mittel um ca. 1,7% pro Jahr im Prognosezeitraum.

Die hier dargestellte Prognose wird darüber hinaus gestützt durch die Ergebnisse des Bayernplan Energie 2040⁵. Dieser bewertet neben dem Zuwachs durch Elektrifizierung auch den möglichen zusätzlichen Stromverbrauch durch strombasierte Produktion stofflicher Energieträger. Die im Regionalszenario aufgezeigte Entwicklung liegt innerhalb der im Bayernplan Energie 2040 aufgezeigten Spanne.

Es erfolgt keine Differenzierung zwischen den Szenarien.

5.5 Rechenzentren

Für die Prognose der Entwicklung der Anschlussleistung von Rechenzentren wurden bestehende Anschlussanfragen sowie Prognosen der nVNB herangezogen. Diese werden mit spezifischen Realisierungswahrscheinlichkeiten von 25 bis 50% bewertet. Es ergeben sich geographische Schwerpunkte im Umfeld von Aschaffenburg und München. Es werden nur neue Anschlussvorhaben mit hohen Anschlussleistungen betrachtet (stand-alone Rechenzentren). Leistungserhöhungen an bestehenden Industrie- oder Forschungskomplexen werden in dieser Rubrik nicht erfasst.

Der aus diesem Verfahren abgeleitete elektrische Bedarf übersteigt die Annahmen gemäß Szenariorahmen um den Faktor drei, steht jedoch im Einklang mit den Ambitionen des Bundeslandes.

Es erfolgt keine Differenzierung zwischen den Szenarien.

⁵ „Bayernplan Energie 2040 – Wege zur Treibhausgasneutralität. Abschlussbericht im Auftrag der: VBEW Dienstleistungsgesellschaft mbH. DOI: 10.34805/ffe-17-23, online abrufbar unter: https://bayernplan-energie.ffe.de/BayernplanEnergie2040_Abschlussbericht.pdf

Netzbetreiber	Bestand	2030	2035	2045
AllgäuNetz	2	4	4	8
Bayernwerk Netz	50	871	1.693	1.693
LEW Verteilnetz	-	109	218	218
Mainfranken Netze	-	-	-	-
N-ERGIE Netz	75	143	211	253
Regensburg Netz	2	21	37	70
Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze	-	-	-	-
swa Netze	3	10	10	20
SWM Infrastruktur	15	115	227	540
nVNB	-	136	272	272
Summe	147	1.409	2.671	3.073

Tabelle 11: Installierte Leistung aus Rechenzentren in MW

5.6 Elektrolyse

Für Elektrolyseure liegen den VNB der Planungsregion aktuell noch wenige ausreichend konkreten Anschlussanfragen vor. Die Prognose stützt sich daher auf die gegenüber den ÜNB in der Marktabfrage benannten Projekte und der ergänzten bundespolitischen Entwicklung entsprechen Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan. Die sich daraus ergebenden regionalisierten Leistungen wurden von den VNB der Planungsregion mit dem Vorhandensein lokaler Abnehmer für den erzeugten Wasserstoff abgeglichen und insgesamt als erwartbare Entwicklung zu Grunde gelegt.

Netzbetreiber	Bestand	2030	2035	2045
AllgäuNetz	-	-	-	-
Bayernwerk Netz	-	235	431	1.500
LEW Verteilnetz	-	45	82	134
Mainfranken Netze	-	-	-	-
N-ERGIE Netz	-	-	-	134
Regensburg Netz	-	-	5	5
Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze	-	1	3	4
swa Netze	-	-	-	-
SWM Infrastruktur	-	-	-	-
nVNB	-	-	-	-
Summe	-	281	520	1.777

Tabelle 12: Installierte Leistung aus Elektrolyseuren in MW

5.7 Speicher

5.7.1 Großbatteriespeicher

Batteriespeicher ab einer Anlagengröße von ein MW werden als Großbatteriespeicher bezeichnet. In der Herleitung der erwarteten Entwicklung der Großbatteriespeicher wird vorausgesetzt, dass ein wirtschaftlicher Betrieb nur mit einer angemessen hohen Zyklenzahl der Batteriespeicher zu erreichen ist. Dies hat unmittelbar zur Folge, dass die Großbatteriespeicher überwiegend für den Tag-Nacht-Ausgleich eingesetzt werden. Des Weiteren steht diese Annahme in guter Übereinstimmung mit der im Szenariorahmen der ÜNB Szenario B ausgewiesenen Leistung von bundesweit 67,6 GW, setzt aber eine deutliche Erhöhung des Verhältnisses von Energie zu Leistung auf den Faktor vier voraus.

Wenn Großbatteriespeicher für den Tag-Nacht-Ausgleich eingesetzt werden, sehen es die VNB der PR Bayern als volkswirtschaftlich effizient an, wenn die regionale Verteilung sich an der Verteilung der Freiflächen-PV-Anlagen orientiert. Der auf die Planungsregion Bayern entfallende Anteil der Großbatteriespeicher skaliert daher mit dem auf die Planungsregion entfallenden Anteil der Freiflächen-PV-Anlagen. Es ergibt sich daher eine leichte Differenzierung zwischen den Szenarien.

Der dargestellte Ansatz für die regionale Verteilung wird um die bestehenden Netzanfragen und bereits erteilte Netzanschlussverträge ergänzt.

Die anhand dieser Vorgehensweise abgeleitete Entwicklung unterscheidet sich grundlegend von den Annahmen der ÜNB. Die Gesamtleistung innerhalb der Planungsregion ist etwa doppelt so hoch, wie von den ÜNB angenommen. Zudem entfällt ein größerer Anteil auf die VNB.

Gegenüber der aktuell vorliegenden Anschlussanfragen für Großbatteriespeichern entspricht die im Regionalszenario skizzierte erwartete Entwicklung einer Realisierungsquote von etwa 15%. Bereits zugesagt wurden innerhalb der Planungsregion etwa 5,5 GW.

Netzbetreiber	Bestand	Basis			Effizienz		
		2030	2035	2045	2030	2035	2045
AllgäuNetz	43	111	191	252	111	172	225
Bayernwerk Netz	260	3.751	6.749	7.462	3.751	6.749	7.462
LEW Verteilnetz	100	843	1.509	1.775	811	1.452	1.708
Mainfranken Netze	-	40	64	74	40	64	75
N-ERGIE Netz	91	354	671	2.702	251	484	2.690
Regensburg Netz	3	30	45	73	30	46	75
Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze	-	20	30	30	20	30	30
swa Netze	6	25	40	55	25	40	55
SWM Infrastruktur	35	211	211	211	211	211	211
ÜNB	-	400	400	400	400	400	400
nVNB	87	653	1.153	1.873	623	1.100	1.875
Summe	625	6.439	11.063	14.907	6.274	10.748	14.806

Tabelle 13: Installierte Leistung aus Großbatteriespeichern in MW

5.7.2 Kleinbatteriespeicher

Als Kleinbatteriespeicher werden in dem Regionalszenario Speicher mit einer Leistung kleiner ein MW bezeichnet. Ihre Entwicklung orientiert sich stark an der erwarteten Entwicklung der PV-Aufdachanlagen. Das spezifische Verhältnis der installierten Leistung des Batteriespeichers und der PV-Aufdachanlage variiert dabei mit der Größe der PV-Anlagen. Es wird für das Jahr 2045 davon ausgegangen, dass alle künftig errichteten PV-Anlagen auf oder an Einfamilienhäusern sowie kleineren Mehrfamilienhäuser einen Speicher ergänzen. Bei größeren Mehrfamilienhäusern sinkt die Durchdringungsrate für Kleinbatteriespeicher. Für große PV-Aufdachanlagen, welche häufig auf Gewerbehallen errichtet werden, besteht nur ein geringer Bedarf für einen Tag-Nacht-Ausgleich, so dass hier die spezifischen Speicherleistungen geringer angesetzt werden. Für Balkon-PV-Anlagen wurde angenommen, dass der Batteriespeicher die gleiche installierte Leistung wie die Balkon-PV-Anlage hat, da für derartig kleine Anlagen kein Anreiz für eine Unterdimensionierung besteht.

Netzbetreiber	Bestand	Basis			Effizienz		
		2030	2035	2045	2030	2035	2045
AllgäuNetz	32	80	122	181	66	96	183
Bayernwerk Netz	915	3.130	4.464	5.768	2.509	3.462	4.706
LEW Verteilnetz	243	877	1.133	1.391	752	995	1.202
Mainfranken Netze	49	59	72	178	62	76	187
N-ERGIE Netz	261	332	358	451	341	389	501
Regensburg Netz	28	69	96	117	57	76	101
Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze	11	25	36	57	22	31	59
swa Netze	2	64	100	132	67	110	146
SWM Infrastruktur	57	107	164	208	91	139	177
nVNB	593	2.102	2.969	3.927	1.782	2.431	3.431
Summe	2.190	6.844	9.514	12.410	5.748	7.806	10.693

Tabelle 14: Installierte Leistung aus Kleinbatteriespeichern in MW

5.7.3 Pumpspeicher

Für die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke in der Planungsregion Bayern wird im Betrachtungszeitraum von einer unveränderten installierten Leistung im Verteilnetz ausgegangen. Ein zusätzliches Pumpspeicherkraftwerk entsteht im Betrachtungszeitraum mit Anschluss an das Übertragungsnetz.

5.8 Photovoltaik

5.8.1 Photovoltaik auf oder an Gebäuden

Dieser Energieträger trägt auch zukünftig wesentlich zum Energiemix in Bayern bei. Sein Anteil am regenerativen Erzeugungsportfolio sinkt bei Erreichen der Klimaneutralität im Vergleich zum aktuellen Erzeugungsportfolio.

Netzbetreiber	Bestand	Basis			Effizienz		
		2030	2035	2045	2030	2035	2045
AllgäuNetz	279	413	560	625	356	450	512
Bayernwerk Netz	8.032	12.388	15.012	17.578	10.713	12.342	14.467
LEW Verteilnetz	1.706	2.490	3.590	4.669	2.086	2.987	3.884
Mainfranken Netze	143	195	231	521	161	192	425
N-ERGIE Netz	1.634	2.441	3.336	3.724	2.079	2.646	3.027
Regensburg Netz	161	280	375	458	236	297	369
Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze	85	125	167	185	114	146	165
swa Netze	104	196	299	363	164	239	292
SWM Infrastruktur	216	409	625	896	348	531	677
nVNB	4.233	7.643	10.061	12.331	6.407	7.994	10.036
Summe	16.603	26.580	34.256	41.350	22.663	27.824	33.854

Tabelle 15: Installierte Leistung aus PV-Aufdachanlagen in MWp

5.8.1.1 Basisszenario

Es wird eine weiterhin starke Zunahme der installierten Leistung aus PV-Aufdachanlagen erwartet. Diese Entwicklung wird motiviert durch ein allgemein verstärktes Streben nach Autarkie, welches unter anderem durch steigende Strompreise hervorgerufen wird. Eigenbedarfsversorgung und Mieterstrom nehmen daher zu. Für Gewerbe, Handel, Dienstleistung und Industrie werden bei Photovoltaikanlagen physische PPAs und Dachanlagen auf gewerblich genutzten Gebäuden zur Erhöhung des Eigenversorgungsanteils meistens während den Sommermonaten eingesetzt.

Im Basisszenario wird erwartet, dass überschüssige Leistung auch weiterhin gewinnbringend vermarktet werden kann und die verfügbaren Dachflächen daher weitgehend ausgeschöpft werden. Das Basisszenario folgt somit den Annahmen im Szenariorahmen der ÜNB.

5.8.1.2 Effizienzzenario

Dem gegenüber geht das Effizienzzenario davon aus, dass die Eigenbedarfsversorgung gegenüber der Bereitstellung überschüssiger Energie noch weiter in den Fokus rückt. Es wird angenommen, dass überschüssige PV-Leistung nicht mehr gewinnbringend vermarktet werden kann und die Anlagen somit bedarfsgerecht dimensioniert werden. Im Bereich der Ein- und Zweifamilienhäuser führt das zu einer geringeren Ausschöpfung des verfügbaren Dachflächenpotentials, während im Bereich der Balkon-PV-Anlagen eine gegenteilige Entwicklung zu erwarten ist. Hier steigt der Anteil der Wohnungen mit Balkon-PV-Anlage auf rund 70%. Dies setzt voraus, dass beschränkende Vorschriften in Bauvorschriften und Städtebauordnungen gelockert werden und

beispielsweise auch Fassaden oder denkmalgeschützte Gebäude für Balkon-PV-Anlagen genutzt werden können.

5.8.2 Freiflächen-Photovoltaik

Das Bundesland Bayern hat auf Grund der hohen solaren Einstrahlung und der allgemein guten Flächenverfügbarkeit eine hohe Eignung für die PV-Freiflächen-Anlagen. Dies spiegelt sich sowohl in den Bestandszahlen wider als auch in der erwarteten Entwicklung.

Netzbetreiber	Bestand	Basis			Effizienz		
		2030	2035	2045	2030	2035	2045
AllgäuNetz	36	272	531	644	192	383	486
Bayernwerk Netz	5.328	14.695	20.431	26.067	12.134	16.385	21.330
LEW Verteilnetz	1.283	2.823	3.951	5.076	2.330	3.218	4.106
Mainfranken Netze	22	124	210	532	105	176	447
N-ERGIE Netz	1.815	3.395	5.165	5.906	2.834	4.143	4.852
Regensburg Netz	51	141	190	231	120	158	194
Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze	3	42	67	78	38	57	68
swa Netze	11	30	50	63	23	40	50
SWM Infrastruktur	24	35	95	130	42	94	111
nVNB	1.353	3.482	4.972	6.318	2.868	3.958	5.130
Summe	9.926	25.039	35.662	45.044	20.686	28.612	36.773

Tabelle 16: Installierte Leistung aus PV-Freiflächenanlagen in MWp

5.8.2.1 Basisszenario

Bezüglich der Mantelzahl für die Planungsregion Bayern folgt das Regionalszenario der Planungsregion Bayern der skizzierten Entwicklung im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan. In der Validierung und Regionalisierung wurden jedoch Anpassungen vorgenommen. Eine Ausweitung der Flächenkulisse wurde angesetzt, in welcher Landschaftsschutzgebiete nicht als Ausschlusskriterium betrachtet wurden. Bestehende Anlagen und auch in Umsetzung befindliche Vorhaben belegen, dass auch Landschaftsschutzgebiete unter bestimmten Umständen für die Realisierung von PV-Freiflächenanlagen in Frage kommen können.

Die gewählte Regionalisierung orientiert sich daher stärker als die im Szenariorahmen der ÜNB zu Grunde gelegte an den Erfahrungen der VNB der Planungsregion, wenngleich netzbetreiberspezifische Informationen und Erfahrungen hinsichtlich der regionalen PV-Potenziale die Erwartungen des Szenariorahmens der ÜNB in der Aggregation für die Planungsregion bestätigen konnten.

5.8.2.2 Effizienzscenario

Das Effizienzscenario weicht hinsichtlich des Erzeugungsmixes vom Basisszenario ab. Es wurde ein verbesserter Erzeugungsmix für die Planungsregion abgeschätzt (vgl. Kapitel 5.9.2). Eine möglichst geringe Lastunterdeckung kann demnach erreicht werden, wenn Photovoltaikanlagen mit etwa 70 GW zum bayerischen Erzeugungsmix beitragen.

Bei der Veränderung des Erzeugungsmixes bleibt der Anteil der regenerativ erzeugten Energie am Nettostromverbrauch innerhalb der Planungsregion konstant, nur die Verteilung zwischen den Energieträgern Wind und PV variiert. Die Variation verfolgt unter anderem das Ziel, dass die Lastunterdeckung möglichst geringgehalten wird. Eine Lastunterdeckung entsteht, wenn innerhalb Bayerns verfügbaren Quellen nicht zur Deckung des Bedarfs ausreichen. In der Bewertung wurde bereits eine Zunahme von Speichern und eine Flexibilisierung der Last angesetzt. Zusammenfassend lässt sich für das Effizienzscenario festhalten, dass ein Shift eines Anteils der PV-Freiflächen zu Windanlagen vorgenommen wird.

5.9 Windenergie

Die Windenergie stellt eine wichtige Ergänzung zum Erzeugungsmix in Bayern dar.

Netzbetreiber	Bestand	Basis			Effizienz		
		2030	2035	2045	2030	2035	2045
AllgäuNetz	4	38	86	86	43	71	98
Bayernwerk Netz	1.370	5.064	8.372	9.811	5.889	10.009	11.878
LEW Verteilnetz	176	1.383	1.853	2.064	2.110	2.827	3.149
Mainfranken Netze	14	131	209	243	180	288	335
N-ERGIE Netz	783	1.809	2.984	3.015	2.014	2.871	3.576
Regensburg Netz	1	5	15	15	9	15	25
Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze	-	-	-	-	-	-	-
swa Netze	-	-	3	6	-	3	6
SWM Infrastruktur	5	5	8	8	5	8	8
nVNB	387	1.002	1.419	1.601	977	1.520	1.778
Summe	2.740	9.438	14.948	16.847	11.227	17.611	20.852

Tabelle 17: Installierte Leistung aus Windenergie in MW

5.9.1 Basisszenario

Das Regionalszenario folgt der Bundeslandzahl Bayern gemäß dem Entwurf des Szenariorahmens 2025. Die bundesweite Summe wurde durch die Bundesnetzagentur

bestätigt. Die vom Entwurf abweichenden, geringeren Zahlen für Bayern im Rahmen der Datenbereitstellung durch die Übertragungsnetzbetreiber wurden nicht übernommen. Das Regionalszenario basiert somit auf den öffentlich konsultierten Zahlen.

Die Validierung des Regionalszenarios erfolgte mit den bereits geplanten Windenergieanlagen, den uns vorliegenden Einspeiseanfragen und -zusagen sowie der umfangreichen Ausweisung von Flächen für Windenergie – nachfolgend Gebietskulisse – im Rahmen der Überarbeitung der Regionalpläne.

Die Gebietskulisse Windenergie entspricht – je nach Anlagentyp und Windparkdesign – einem Potenzial von ca. 40 GW. Für die Realisierung der Ziele des Szenariorahmens ist somit eine ausreichende Gebietskulisse geschaffen. Innerhalb dieser kann eine weitere Priorisierung nach konkreten Anfragen und potenziellem Ertrag erfolgen.

5.9.2 Effizienzzenario

Das Effizienzzenario weicht hinsichtlich des Erzeugungsmixes vom Basisszenario ab. Bundeslandspezifische Vorgaben und Ambitionen hinsichtlich der Energieträgerart spielen hierbei eine große Rolle. Für Bayern sollen dazu die Potenziale der Windenergieanlagen höher ausgeschöpft werden. Dieses Ziel steht im Einklang mit dem Klimaschutzprogramm und wird zudem durch die voranschreitende Ausweisung von Windvorrangflächen unterstützt. Ergänzend dazu liegen den VNB bereits zahlreiche Anschlussvorhaben mit weit fortgeschrittenem Projektstatus vor, welche eine zeitnahe Dynamisierung erwarten lassen.

Dabei bleibt der Anteil der regenerativ erzeugten Energie am Nettostromverbrauch innerhalb der Planungsregion konstant, nur die Verteilung zwischen den Energieträgern Wind und PV variiert. Die Variation verfolgt unter anderem das Ziel, dass die Lastunterdeckung möglichst geringgehalten wird. Eine Lastunterdeckung entsteht, wenn innerhalb Bayerns verfügbaren Quellen nicht zur Deckung des Bedarfs ausreichen. In der Bewertung wurde bereits eine Zunahme von Speichern und eine Flexibilisierung der Last angesetzt. Zusammenfassend lässt sich für das Effizienzzenario festhalten, dass ein Shift eines Anteils der PV-Freiflächen zu Windanlagen vorgenommen wird.

Daher wird Vergleich zum Basisszenario mit einer höheren, installierten Leistung gerechnet, die geplante Flächenausweisung bildet auch für dieses Szenario eine ausreichende Gebietskulisse.

5.10 Sonstige erneuerbare Erzeugung

Im Freistaat Bayern erfolgte aufgrund günstiger geografischer Gegebenheiten bereits frühzeitig eine intensive Nutzung der Wasserkraft zur Stromerzeugung. Hier sind über 4.000 Wasserkraftwerke, in der Mehrzahl Kleinanlagen, in den Flüssen verbaut. Davon

erzeugen die ca. 60 Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW den Großteil der Energie. Durch verschiedene Betreiber von Wasserkraftwerken wird im Rahmen von Wartungs- oder Erneuerungsmaßnahmen eine Anhebung der Leistungshöhe oder Energieausbeute angestrebt. Für die künftige Gesamtleistung der Wasserkraftwerke wird aber keine signifikante Veränderung der installierten Leistung gegenüber den aktuellen Leistungswerten angenommen.

Die zukünftige Rolle der Biomasse ist im klimaneutralen Energiesystem aus heutiger Sicht noch mit großen Unsicherheiten behaftet (Nutzungskonkurrenz mit Nahrungsmittelherstellung, als Energieträger für biogene Kraftstoffe sowie möglicher Nutzung in der zu dekarbonisierenden Industrie). Insgesamt wird für Bayern von einem rückläufigen Bestand ausgegangen.

Netzbetreiber	Bestand	2030	2035	2045
AllgäuNetz	59	59	59	59
Bayernwerk Netz	2.666	2.703	2.703	2.703
LEW Verteilnetz	630	600	591	530
Mainfranken Netze	11	9	7	6
N-ERGIE Netz	275	207	166	99
Regensburg Netz	18	16	14	11
Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze	11	11	10	5
swa Netze	30	30	35	35
SWM Infrastruktur	76	76	76	76
nVNB	1.013	1.058	1.078	1.109
Summe	4.788	4.768	4.739	4.632

Tabelle 18: Installierte Leistung aus Laufwasser und Biomasse in MW

5.11 Konventionelle Kraftwerke

Es wurde auf die im Szenariorahmen des NEP hinterlegten Entwicklungspfade für die Großkraftwerke innerhalb der Planungsregion zurückgegriffen, da sich die Entwicklung hier sehr stark an bundespolitischen Maßgaben orientiert und regionale Aspekte nur nachrangig Einfluss haben. Dabei wurden bestehende konventionelle Kraftwerke mit aktuellem Anschluss an die Verteilnetze sowie konventionelle Kraftwerke mit laufenden Anschlussvorhaben in ihrer Entwicklung den bekannten Planungen entsprechend fortgeschrieben und den VNB entsprechend ihres aktuellen bzw. in Umsetzung befindlichen Anschlusspunkt zugeordnet. Meldungen der nVNB wurden ebenfalls übernommen. Neu entstehende Kraftwerke und Kraftwerke mit deutlichen Leistungsänderungen wurden den ÜNB zugeordnet. Sie finden in der Netzausbauplanung der VNB somit keine Berücksichtigung.

In der dargestellten Entwicklung der installierten Leistung konventioneller Kraftwerke überlagert sich somit die Neuerrichtung von Wasserstoff-Kraftwerken oder wasserstofffähigen Kraftwerken mit der Primärenergieträgerumstellung oder dem Rückbau von bestehenden Kraftwerken auf Basis fossilen Brennstoffen. Es wird davon ausgegangen, dass bei Klimaneutralität ca. 6 GW Großkraftwerke mit Wasserstoff als Primärenergieträger innerhalb der Planungsregion am Übertragungs- und Verteilnetz angeschlossen sein werden.

Ergänzend wurden in dieser Kategorie die auf fossilen Brennstoffen befeuerten Kraftwerke mit Wärmekopplung (KWK) und Blockheizkraftwerke (BHKW) erfasst. Bezüglich dieser Anlagen wurde angenommen, dass Bestandsanlagen nur in Einzelfällen auf nichtfossile Brennstoffe umgestellt werden. Der überwiegende Teil wird ab dem Jahr 2030 den Betrieb einstellen und vom Netz gehen. Der Wärmeeintrag in die Wärmenetze erfolgt dann meist aus elektrischen Quellen (vgl. Kapitel 5.3.1).

Netzbetreiber	Bestand	2030	2035	2045
AllgäuNetz	95	95	95	95
Bayernwerk Netz	1.707	1.722	1.722	1.722
LEW Verteilnetz	209	180	257	209
Mainfranken Netze	169	169	169	30
N-ERGIE Netz	368	368	316	250
Regensburg Netz	-	-	-	-
Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze	18	18	18	17
swa Netze	100	100	120	120
SWM Infrastruktur	1.234	1.234	1.234	871
ÜNB	1.457	4.020	3.029	3.920
nVNB	940	953	945	928
Summe	6.295	8.858	7.903	8.161

Tabelle 19: Installierte Leistung konventioneller Kraftwerke in MW

6 Entwicklung des Regionalszenarios

Das hier beschriebene Regionalszenario ist in zweiter Iteration des NAP-Prozesses entstanden. Zurückblickend auf das erste Regionalszenario⁶ der Planungsregion Bayern, veröffentlicht im Juni 2023, beinhaltet es im Wesentlichen eine Fortführung beziehungsweise Aktualisierung und Präzisierung der damals beschriebenen Annahmen. In einigen Aspekten korrigiert es jedoch auch die damaligen Antizipationen.

Während das Regionalszenario 2023 vor dem Hintergrund einer umgreifenden Energiekrise und einer stark auf Energieautarkie und hoher Transformationsgeschwindigkeit ausgerichteten nationalen Energiepolitik entstanden ist, hat sich heute der Fokus in Richtung einer stärker konsolidierten und bezahlbaren Transformation verschoben, unter Beibehaltung des Klimaneutralitätsziels im Jahr 2045. Eine in Teilen verzögerte Systemtransformation lenkt den Fokus daher stärker in Richtung der Szenarien A und B des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber, während im Jahr 2023 die sehr dynamische und sehr auf elektrische Energieerzeugung ausgerichtete Transformation eine detaillierte Analyse des erforderlichen Netzausbaus bei einer Entwicklung entsprechend des Elektrifizierungsszenarios des Szenariorahmens (Szenario C) der Übertragungsnetzbetreiber nahegelegt hatte.

Eine direkte Vergleichbarkeit des vorliegenden Regionalszenarios mit der Vorversion ist insbesondere im Bereich der Verbraucher jedoch nur stark eingeschränkt gegeben, da den Vorgaben entsprechend statt der netzwirksamen Leistungen nun die installierten Leistungen im Wärme- und Mobilitätsbereich angegeben werden.

6.1 Konkretisierungen und Weiterentwicklungen

Durch Einbeziehung aktueller Studien Dritter sowie netzbetreiberspezifischen Informationen zu geplanten Projekten konnten in den Bereichen Elektromobilität und konventionelle industrielle Last Präzisierungen vorgenommen werden. Diese Präzisierungen betreffen insbesondere die Differenzierung zwischen verschiedenen Anwendern (PKW und Nutzfahrzeuge bzw. unterschiedliche Industriezweige) und konnten auf Grundlage der Informationen des StandortTOOLS der Nationalen Leitstelle für Ladeinfrastruktur und des Leitprojektes „TransHyDE-Sys – Systemanalyse zu Transportlösungen für grünen Wasserstoff“ einbezogen werden. Im Bereich der Wärmeversorgung konnten nur regional Präzisierungen durch zwischenzeitlich fortgeschrittene kommunale

⁶„Regionalszenario 2023 – Planungsregion Bayern, Gemeinschaftswerk der veröffentlichungspflichtigen Verteilnetzbetreiber der Planungsregion Bayern (Stand Juni 2023), 2023, online abrufbar unter: <https://www.vnbdigital.de/gateway/files?serviceName=vnb&fileId=649919d19b70ff2ebcf83d45&preview=1>

Wärmeplanungen erfolgen, flächendeckend liegen diese Informationen aktuell noch nicht vor und bedürfen daher einer weiteren Präzisierung in der kommenden Iteration.

Für die Ableitung der erwarteten Entwicklung und ihrer Regionalisierung für die Energieträger Windenergie und Freiflächen-PV wurden aktualisierte Flächenkulissen herangezogen. Besonderer Bedeutung kommt dabei der im Entwurfsstatus vorliegenden Gebietskulisse Windkraft zu. Durch die Neubewertung der Flächen kam es regional zu Veränderungen, ohne dass sich dabei die Mantelzahl grundsätzlich verändert hat.

Im Bereich der konventionellen Erzeugung weist dieses Regionalszenario deutlich abgeänderte Leistungen im Vergleich zur Vorversion aus. Diese Veränderung ist jedoch überwiegend durch eine Veränderung des Betrachtungsbereichs begründet, welcher in diesem Regionalszenario alle Spannungsebenen innerhalb der geographischen Fläche der Planungsregion umfasst und damit die Höchstspannung einschließt.

6.2 Anpassungen der erwarteten Entwicklung

Die Bedeutung von Rechenzentren und Elektrolyseuren für die Beschreibung der Netzaufgabe ist seit dem letzten Regionalszenario deutlich gestiegen. Den VNB liegen mittlerweile zahlreiche Anschlussanfragen für Projekte in sehr unterschiedlichen Planungsständen vor. Diese Anschlussanfragen und die Erkenntnisse der VNB aus der Abstimmung mit den Anschlussuchenden erlauben die Beschreibung regionalisierter Entwicklungspfade. Für Elektrolyse wurde daher in diesem Regionalszenario erstmals ein Entwicklungspfad beschrieben, bei Rechenzentren erfolgte eine deutliche Anpassung der Leistung im Zieljahr und eine umfassendere Regionalisierung.

Auch im Bereich der Batteriespeicher wurde der jüngsten Entwicklung durch Anpassung der im Regionalszenario quantifizierten Annahmen Rechnung getragen. Anders als im Bereich der neuen Verbraucher konnte dabei aber weniger auf vorliegende Anfragen zurückgegriffen werden. Der Anpassungen lagen vielmehr Trends der Branchendiskussion zu Grunde.

Eine deutliche Anpassung wurde im vorliegenden Regionalszenario im Bereich der PV-Aufdachanlagen vorgenommen. Für diesen Energieträger wurden in der Vorversion eine sehr hohe Durchdringung mit vollständiger Ausnutzung der verfügbaren Dachflächen und technologische Fortschritte zu hohen Zielzahlen installierter Leistung kombiniert. Motiviert wurden die Annahmen damals insbesondere durch die hohen Energiepreise auch im Privatkundenbereich und die daraus resultierenden Autarkiebestrebungen. Auch eine Erhöhung der Einspeisevergütung für PV-Aufdachanlagen hat die starken Zuwächse weiter unterstützt. Zwar sind die technologischen Fortschritte wie erwartet eingetreten, jedoch lassen sinkende Energiepreise, sinkende Einspeisevergütungen und Diskussionen um eine Systemgefährdung durch ungesteuerte Photovoltaikanlagen erwarten, dass die Durchdringung weniger stark ansteigen wird und Dachflächen nicht

vollständig sondern nur teilweise für die Installation von PV-Aufdachanlagen genutzt werden. Dies resultiert in einer Senkung der Mantelzahl gegenüber der Vorversion um 35% im Bezug auf die Planungsregion Bayern.

7 Grundlagen der Netzausbauplanung

7.1 Allgemeine Grundlagen und Regelwerke

Die Netzplanung strebt an, ein Zielnetz zu entwickeln, welches eine möglichst kostenoptimale, sichere und effiziente Versorgung der Allgemeinheit gewährleistet. Die Auslegung der Netzstruktur und die Netzdimensionierung erfolgt spannungsebenen-übergreifend, sodass auch die perspektivischen Anforderungen an die Netzaufgabe zuverlässig erfüllt werden.

Die erforderlichen Untersuchungen werden mit Netzberechnungsprogrammen durchgeführt, mit welchen das Bestandsnetz mit seinen aktuellen bzw. perspektivischen Netzaufgaben simulativ für zu definierende auslegungsrelevante Betrachtungszeitpunkte untersucht wird. In der Netzmodellierung werden je Netzknoten die gemessenen Bezugsleistungen und installierten Einspeiseleistungen als Ist-Werte zugrunde gelegt. Die Werte für zukünftige Untersuchungsjahre ergeben sich aus den Analysen der Last- und Einspeiseprognose sowie der Veränderungen bezogen auf die heutigen Ist-Werte. Die Grundlagen hierfür bilden die Prognosen aus dem vorliegenden Regionalszenario.

Unter Anwendung von Planungsgrundsätzen werden untersuchungsrelevante Szenarien definiert. Planungsgrundsätze beschreiben die technischen Mindestanforderungen an Versorgungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit, die bei der Netzausbauplanung berücksichtigt werden müssen. Dabei werden die Anforderungen der folgenden maßgeblichen technischen Regelwerke durch VNB-eigene technische Anschlussbedingungen und Richtlinien ergänzt:

- DIN EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsnetzen“
- VDE-AR-N-4141 „Technische Regeln für den Betrieb und die Planung von elektrischen Netzen“
 - Teil 1: Schnittstelle Übertragungs- und Verteilnetze
 - Teil 2: Schnittstellen zwischen Verteilnetzen
- VDE-AR-N-4121 „Planungsgrundsätze für 110-kV-Netze“
- VDE-AR-N 4120 „Technische Anschlussregeln Hochspannung“
- VDE-AR-N 4110 „Technische Anschlussregeln Mittelspannung“
- VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“
- VDE-AR-N 4100 „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb
- FNN-Hinweis „Spitzenkappung – ein neuer planerischer Freiheitsgrad“.

Wesentliche Planungsgrundsätze sind nachfolgend beschrieben.

7.2 Netzauslegungsrelevante Fälle

Im Rahmen der Netzplanung werden üblicherweise unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsfaktoren, die für jede Netzebene auf Grundlage von netzspezifischen Anforderungen bzw. Strukturmerkmalen individuell ermittelt werden, mindestens zwei netzauslegungsrelevante Fälle untersucht:

- „Starklast mit geringer Erzeugung“:
In verdichteten, städtischen Strukturen mit hoher Netzlast und wenig Flächenpotenzial für den Auf- und Ausbau von Erzeugungsanlagen dominiert der „Starklastfall“
- „Schwachlast mit maximaler Erzeugung“:
Insbesondere in ländlichen Netzregionen mit bereits sehr hoher installierter Einspeiseleistung und gleichzeitig sehr geringer Lastabnahme stellt der „Erzeugungsfall“ bei Netzdimensionierung und Netzausbau die auslegungsrelevante Größe dar.

Zwischen diesen „Extremfällen“ bewegen sich üblicherweise alle denkbaren Netzzustände. Die Szenarien „Starklast mit hoher Erzeugung“ und „Schwachlast mit niedriger Erzeugung“ kommen ergänzend in Einzelfällen zum Einsatz.

7.3 Anwendung des (n-1)-Kriteriums

Für die Planung der Versorgungsaufgabe findet in den Netzebenen 3 (HS) und 4 (Umspannung HS/MS) und in Teilen der Netzebene 5 (MS) das (n-1)-Kriterium Anwendung. Dies bedeutet, dass bei (planerisch vollständig verfügbarem Netz) allen netzauslegungsrelevanten Betrachtungsszenarien nach störungsbedingtem Ausfall Grenzwertverletzungen (Strombelastung, Betriebsspannung, Netzkurzschlussleistung, Erdschlusskompensation) vermieden oder in angemessener Zeit durch Schalthandlungen in den zulässigen Bereich zurückgeführt werden können. Es wird dabei als zulässig angesehen, dass Erzeugungsanlagen im Rahmen dieser Schalthandlungen abgeschaltet oder in ihrer Leistung reduziert werden müssen. In vermascht betriebenen Netzen (insbesondere Hochspannung) stellt sich bei störungsbedingtem Ausfall sofort ein neuer Lastfluss über die verbleibenden Betriebsmittel ein. Um betrieblich auszuschließen, dass es dabei zu Grenzwertverletzungen kommt, kann eine vorgreifende Leistungsreduzierung bei Einspeiseanlagen erforderlich werden (präventiver Redispatch).

Im Einspeisefall findet das (n-1)-Kriterium nur eingeschränkt Anwendung, wenn Netze ausschließlich zur Aufnahme von EEG-Leistung und Speichern dienen bzw. in Netzen, in denen (z.B. durch Redispatch) sichergestellt werden kann, dass es bei Einfachausfall zu keinen Kaskadeneffekten oder zu sonstigen Grenzwertverletzungen kommt.

7.4 System-/Flexibilitätsdienstleistungen

Dieses Kapitel beschreibt die Betriebsweisen ausgewählter Anlagentypen sowie gegebenenfalls ihren netzdienlichen Einsatz, soweit es für die Szenariendifferenzierung und das Verständnis der Szenarien erforderlich ist. Eine weitere Ausarbeitung und die Darstellung ihrer Auswirkungen erfolgt auf übergeordneter Ebene im Überleitungsdokument sowie detailliert in den Netzausbauplänen der VNBs.

7.4.1 NOXVA-Prinzip

Ergeben sich im Zuge der Netzberechnungen simulative Grenzwertverletzungen, werden gemäß NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor Netz-Verstärkung vor Netz-Ausbau) Maßnahmen definiert, welche die Netzbelastung wieder in einen zulässigen Zustand zurückführen. Das NOXVA-Prinzip ist eine Erweiterung des NOVA-Prinzips und berücksichtigt den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen.

Das NOXVA-Prinzip beschreibt die hinsichtlich der Aspekte Wirtschaftlichkeit, Technik und Zuverlässigkeit optimierte Rangfolge von Maßnahmen. Es sieht vor, dass zunächst durch Optimierung bestehende Reserven im vorhandenen Netz und Flexibilitäten genutzt werden, bevor das Netz verstärkt oder ausgebaut wird. Typische Maßnahmen des NOXVA-Prinzips sind:

- a. Netzoptimierung:
 - Schaltzustandsänderungen
 - Spannungs-/Blindleistungsregelung
 - Freileitungsmonitoring
 - Spannungsregelungskonzepte in UW
 - Spitzenkappung
- b. Nutzung von netzdienlichen Flexibilitäten
 - Einsatz von Flexibilitäten wie beispielsweise Speicher, Demand-Side-Management, Power-to-Gas und Power-to-Heat
- c. Netzverstärkung
 - Bodenabstandserhöhungen
 - Um- und Zubeseilung
 - Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen
 - Einsatz rONT
- d. Netzausbau
 - Neubau
 - Ersatzneubau
 - Erweiterung

Bei der Planung werden, soweit möglich, modulare Ausbaustufen gemäß NOXVA zur langfristigen nachhaltigen Netzentwicklung berücksichtigt.

7.4.2 Wind-Shift

Durch die Wahl eines geeigneten Erzeugungsmixes wird der erforderliche Flexibilitätsbedarf aber auch der Netzausbaubedarf stark beeinflusst. Dies trifft im Besonderen auf das Zusammenspiel von Windenergie und Photovoltaik zu. Neben dem Verhältnis der installierten Leistungen im Marktgebiet ist dabei auch die Regionalität der Anlagen von Bedeutung.

7.4.2.1 Basisszenario

Im Basisszenario erfolgt die deutschlandweite Verteilung der Energieträger überwiegend dargebotsabhängig. Das resultiert für die Planungsregion Bayern in einer höheren Photovoltaik- und geringeren Windenergieleistung. Es werden auch keine über die aktuellen gesetzlichen Regelungen hinausgehenden steuernden Einflüsse auf die Ansiedlung der Anlagen und die Auswahl der Netzverknüpfungspunkte unterstellt. Dies führt dazu, dass in der Planungsregion Bayern der Auslegungsfall „Schwachlast mit maximaler Erzeugung“ sehr stark durch die Einspeisung aus Photovoltaik geprägt ist. Ein Nutzen aus der unterschiedlichen Saisonalität von Photovoltaik und Windenergie kann daher nicht gezogen werden.

7.4.2.2 Effizienzzenario

Das Effizienzzenario weist für die Planungsregion Bayern eine höhere anteilige Leistung aus Windenergie am Erzeugungsmix auf. Diese Berücksichtigung eines geeigneten Erzeugungsmixes auch in kleineren räumlichen Aggregationen eröffnet die Möglichkeit die unterschiedliche Saisonalität in der Auslegung des Netzes effizienzsteigernd zu berücksichtigen. Die auslegungsrelevante netzwirksame Leistung aus der kombinierten Einspeisung von Photovoltaik und Windenergie ist dabei kleiner als die Summe der Einzelbeiträge.

Perspektivisch kann durch eine zeitliche Regelung die Einspeisung mit sich unterscheidenden Erzeugungsprofilen oder durch die Überbauung von Netzanschlüssen für Erzeugungsanlagen unterschiedlicher Primärenergieträger eine weitere Effizienzsteigerung erreicht werden.

7.4.3 Betriebsweisen von Speichern

Speicher werden im klimaneutralen Energiesystem entscheidend zum Ausgleich von Einspeisung und Bezug und damit zur Stabilität des Systems beitragen. Ihre Betriebsweise wird sich somit überwiegend an marktlichen Anreizen orientieren. Dabei stehen marktliche Anreize aber nicht immer in Übereinstimmung mit der lokalen Auslastung des Netzes.

7.4.3.1 Basisszenario

Es wird überwiegend eine systemdienliche Betriebsweise von Groß- und Kleinbatteriespeichern unterstellt. Einspeisung und Bezug der Batteriespeicher orientieren sich dabei am Marktpreis. In beiden netzauslegungsrelevanten Fällen und allen Netztypen und -ebenen ergibt sich daraus ein für die Netzauslegung relevanter Beitrag der installierten Batteriespeicher.

Für Großbatteriespeicher werden keine über die aktuellen gesetzlichen Regelungen hinausgehenden steuernden Einflüsse auf die Ansiedlung der Anlagen und die Auswahl der Netzverknüpfungspunkte unterstellt. Für Kleinbatteriespeicher wird angenommen, dass sie überwiegend in Kombination mit Photovoltaikanlagen errichtet werden, da sie ergänzend zu ihrem marktlichen Verhalten auch zur Erhöhung des Eigenverbrauchs beitragen.

7.4.3.2 Effizienzzenario

Im Effizienzzenario wird eine mindestens netzneutrale Betriebsweise der Batteriespeicher unterstellt. Dabei verhält sich der Batteriespeicher in weiten Zeitbereichen marktorientiert und kann durch den Netzbetreiber eingeschränkt werden, wenn die marktlichen Anreize in starker Divergenz zur Auslastungssituation des lokalen Netzes stehen und dadurch ein zusätzlicher Ausbaubedarf entsteht. Die sich daraus ergebenden Einschränkungen durch den Netzbetreibereingriff belasten die Wirtschaftlichkeit von Großbatteriespeichern in der aktuellen regulatorischen Ausgestaltung, zahlen aber auf die Systemeffizienz ein.

Für Kleinbatteriespeicher wird unterstellt, dass die Anreize zur Eigenverbrauchsoptimierung gegenüber den marktlichen Anreizen überwiegen. Die Fahrweise der Kleinbatteriespeicher erfolgt daher eigenverbrauchsorientiert und somit ebenfalls netzneutral.

Perspektivisch kann durch die weitere Flexibilisierung der Speicher hinsichtlich der Netzanforderungen oder die Überbauung von Netzanschlüssen für Freiflächen-Photovoltaikanlagen durch Großbatteriespeicher eine darüberhinausgehende Effizienzsteigerung erreicht werden. In diesem Szenario muss somit das Netz nicht oder nur geringfügig für die Speicher ausgebaut werden.

7.4.4 Betriebsweisen von flexiblen Lasten

Ähnlich wie Speicher wird auch die Flexibilität von Lasten zukünftig aktiv zum Ausgleich von Einspeisung und Bezug eingesetzt werden. Für die Wärmebereitstellung überwiegt jedoch der bedarfsorientierte, saisonale Einfluss gegenüber den marktlichen Anreizen, sodass für die Netzauslegung das marktliche Verhalten der Wärmebereitstellung nicht relevant ist.

7.4.4.1 Basisszenario

Es wird unterstellt, dass sich Elektromobilität in ihrem Bezugsverhalten an Heim- und Depotladepunkten mitunter an marktlichen Anreizen orientiert. Weitere Einflussgrößen sind der Ladebedarf und die Verfügbarkeit des Fahrzeugs am Ladepunkt, welche die marktliche Orientierung der Ladevorgänge einschränken. Im netzauslegungsrelevanten Fall „Starklast mit geringer Einspeisung“ sind daher erhöhte netzwirksame Beiträge der installierten Ladeleistung zu berücksichtigen. Anreizsetzende oder steuernde Einflussnahmen der Netzbetreiber entsprechend der bestehenden gesetzlichen Regelungen sind im Bezug auf die Netzauslegung nicht wirksam.

7.4.4.2 Effizienzzenario

Im Effizienzzenario überwiegen die Anreize zur Eigenverbrauchsoptimierung gegenüber den marktlichen Anreizen und das Ladeverhalten erfolgt damit überwiegend netzneutral. Marktliche Anreize kommen ergänzend in Zeiten mit geringer lokaler Erzeugung zum Tragen. Einschränkungen durch den Netzbetreiber sind dabei zulässig und bedingen keinen unmittelbaren Netzausbaubedarf. Die Weiterentwicklung bestehender gesetzlichen Regelungen bringt die unterschiedlichen Betriebsweisen der Ladeeinrichtungen in Einklang mit dem Ziel der Systemeffizienz und erlaubt die Berücksichtigung reduzierter netzwirksamer Leistungen bei der Netzauslegung.

7.4.5 Umgang mit Erzeugungsspitzen

Im Rahmen der Netzplanung gibt es die Option, mittels Spitzenkappung bei PV- und Windenergieanlagen an Land Netzausbau dadurch zu verschieben oder zu vermeiden, dass jährlich maximal 3 % der gesamten erzeugbaren Energie einer EE-Anlage abgeregelt werden kann.

7.4.5.1 Basisszenario

Diese Option ist jedoch im Status quo von geringer Relevanz für die Netzauslegung, da die planerische Anwendung der Spitzenkappung mit dem Einsatz von Redispatch im Systembetrieb einhergeht. Die Regulierung setzt den Netzbetreibern Anreize Redispatch zu minimieren.

7.4.5.2 Effizienzzenario

Den Betreibern von Einspeiseanlagen stehen durch Überbauung der Anschlusspunkte mit unterschiedlichen Energieträgern oder Großbatteriespeichern vielfältige Möglichkeiten zur Verfügung, das Anlagenverhalten systemdienlicher zu gestalten. Bei überbauten Anlagen verliert die Spitzenkappung auf Grund der stärkeren Auslastung der

Anschlusspunkte an Bedeutung. Es wird jedoch angenommen, dass durch Weiterentwicklung der bestehenden Regelungen zur Spitzenkappung auch für nicht überbaute Anlagen ein Flexibilisierungsanreiz gesetzt wird. Für die Netzauslegung ist die Spitzenkappung im Effizienzscenario planerisch relevant.

7.4.6 Blindleistungsmanagement

Die Nutzung der Blindleistungspotentiale von Erzeugungsanlagen, welche an die HS angeschlossen sind, erfolgt, um die vertraglichen Blindleistungsgrenzen gegenüber dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber einzuhalten sowie falls erforderlich zur Spannungshaltung im Hochspannungsnetz. Reicht dieses Potential nicht aus, kann darüber hinaus die marktgestützte Beschaffung weiterer Blindleistung aus Kundenanlagen sowie die Errichtung von Blindleistungskompensationsanlagen notwendig werden. Das Blindleistungspotential von Erzeugungsanlagen, welche an die Mittelspannung angeschlossen werden, dient vorrangig der Einhaltung der zulässigen Spannungsgrenzwerte in der Mittelspannung.

Bei der Analyse der Spannungsverhältnisse und des benötigten Blindleistungsbedarfs wird angenommen, dass der Blindleistungsbereich der Erzeugungsanlagen gemäß Mindestanforderungen der Technischen Anschlussregeln zur Einhaltung der zulässigen Spannungsbänder genutzt wird.

7.5 Netzausbauoptionen

Netzverstärkungen bzw. Netzausbau erfolgen üblicherweise mit standardisierten und in ihrer Leistungsfähigkeit eine große Bandbreite abdeckenden Betriebsmitteln. Dabei wird das Netz insbesondere in den höheren Spannungsebenen HS und HS/MS, soweit modular möglich, bereits proaktiv auf die perspektivisch absehbaren Anforderungen an die Netzaufgabe dimensioniert.

Um den Ausbaubedarf bis 2045 für die Stützjahre 2030 und 2035 zu bestimmen, gibt es zwei grundsätzliche Methoden:

- a. Step-by-Step
 - Ermittlung des Ausbaubedarfs bis 2030,
 - auf diese Ausbaustufe aufbauend Erhöhung der Netzaufgabe auf 2035,
 - Ermittlung des zusätzlich zu Schritt 1 nötigen Ausbaubedarfs u.s.w.

- b. Look-Back

Zunächst wird für das Zieljahr 2045 der Netzausbaubedarf ermittelt. Für die früheren Stützjahre wird anschließend ermittelt, welche der für 2045 ermittelten Ausbaubedarfe in diesen Jahren erforderlich sind.

Nach VNB-individuellen Kriterien wird über die zu verwendende Methodik entschieden.

8 Weiterer zeitlicher Ablauf

Mit Erstellung und Veröffentlichung des Regionalszenarios für die Planungsregion Bayern haben die VNB der Planungsregion die gesetzlichen Anforderungen von §14d, Abs. 3 EnWG, erfüllt. Auf Basis des Regionalszenarios und unter Berücksichtigung der darin beschriebenen Grundlagen der Netzausbauplanung beginnen die VNB der Planungsregion nun damit, gemäß §14d, Abs. 1 EnWG, einen individuellen Netzausbauplan für ihr Netzgebiet zu erstellen.

Die Netzausbaupläne sind bis spätestens 31. Oktober 2026 der BNetzA vorzulegen und spätestens vier Wochen nach Fertigstellung auf der gemeinsamen Internetplattform der deutschen Verteilnetzbetreiber „VNBdigital“ (www.vnbdigital.de) zu veröffentlichen.

Netznutzern sowie den Betreibern von Übertragungsnetzen wird hier innerhalb definierter Zeitfenster Gelegenheit zur Stellungnahme zu den sie betreffenden Netzausbauplänen gegeben. Zu beachten ist, dass ausschließlich über diese Plattform eingehende Stellungnahmen bei der nachfolgenden Bewertung Berücksichtigung finden können.

9 Verzeichnisse

9.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Verzahnung von NEP und NAP	7
Abbildung 2: Planungsrelevante Gebiete der VNB der Planungsregion Bayern	9
Abbildung 3: Entwicklung PV und Windkraft in Bayern (Quelle MaStR)	11
Abbildung 4: Maßgebliche Stützjahre zur Erstellung des Regionalszenarios	16

9.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Kennzahlen zum Stromnetz in Bayern (Quelle: BDEW-Netzkennzahlen Bayern 09/2025)	10
Tabelle 2: EE-Anlagenbestand in Bayern zum 03.11.2025 (Quelle MaStR)	10
Tabelle 3: Netzstrukturdaten der VNB bezogen auf die Planungsregion Bayern (Stand: 31.12.2024)	12
Tabelle 4: Anzahl der Entnahmestellen der VNB der Planungsregion (Stand: 31.12.2024)	13
Tabelle 5: An die Verteilnetze der VNB der Planungsregion Bayern angeschlossene Anlagen gemäß MaStR (Stand: 3.11.2025) mit Korrekturen	14
Tabelle 6: Zuordnung VNB zu ÜNB-Netzgebieten und Anzahl HöS/HS-Umspannwerke	15
Tabelle 7: Installierte Leistung aus Ladeeinrichtungen sowie Anschlussleistung für schienengebundenen Fern- und Nahverkehr in MW	17
Tabelle 8: Installierte elektrische Leistung aus Wärmepumpen und direktelektrischen Heizungen inkl. Heizstäben und Nebenaggregaten ohne Prozesswärme in MW für zentrale Wärmelösungen	20
Tabelle 9: Installierte elektrische Leistung aus Wärmepumpen und direktelektrischen Heizungen inkl. Heizstäben und Nebenaggregaten ohne Prozesswärme in MW für dezentrale Wärmelösungen	21
Tabelle 10: Wirksame Leistung aus konventioneller Last in MW	22
Tabelle 11: Installierte Leistung aus Rechenzentren in MW	24
Tabelle 12: Installierte Leistung aus Elektrolyseuren in MW	24
Tabelle 13: Installierte Leistung aus Großbatteriespeichern in MW	26
Tabelle 14: Installierte Leistung aus Kleinbatteriespeichern in MW	27
Tabelle 15: Installierte Leistung aus PV-Aufdachanlagen in MWp	28
Tabelle 16: Installierte Leistung aus PV-Freiflächenanlagen in MWp	29
Tabelle 17: Installierte Leistung aus Windenergie in MW	30
Tabelle 18: Installierte Leistung aus Laufwasser und Biomasse in MW	32
Tabelle 19: Installierte Leistung konventioneller Kraftwerke in MW	33