

Energie und Klima

Stromnetzplanung

Position

Stand: Februar 2026

Die bayerische Wirtschaft

vbw



Vorwort

Ein leistungsfähiges Stromnetz ist das Rückgrat unserer Energieversorgung

Die Energiewende stellt unser Energiesystem vor große Herausforderungen. Ein leistungsfähiges Übertragungs- und Verteilnetz zählt zu den Schlüsselfaktoren für deren erfolgreiche Bewältigung. Am Ende wird die Transformation nur gelingen, wenn der Ausbau der Erneuerbaren Hand in Hand mit dem Netzausbau, der systemdienlichen Integration von Flexibilitäten, einer beschleunigten Umsetzung von Digitalisierung und der Bereitstellung zusätzlicher gesicherter und netzdienlich verorteter Kraftwerksleistung geht.

Gleichzeitig müssen Systemstabilität, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit konsequent gewährleistet und vorangebracht werden, wenn die Energiewende nicht zu einer massiven Benachteiligung unseres Standorts werden soll. Daher müssen Netzengpässe schnellstmöglich reduziert und die drohende Aufteilung der einheitlichen deutschen Strompreiszone verhindert werden.

Das Energiesystem der Zukunft erfordert eine entschieden europäische Perspektive. Dezentralität und großräumiger Stromaustausch schließen sich nicht aus, sondern ergänzen sich gegenseitig. Ein leistungsfähiges und stabiles europäisches Höchstspannungsnetz ist die Voraussetzung für eine effiziente, sichere und nachhaltige Energieversorgung. Auf dieser Basis wirkt der europäische Strommarkt insbesondere in Phasen geringer erneuerbarer Erzeugung als wichtige Drehscheibe.

Insgesamt brauchen wir deutlich mehr Tempo und eine stärkere Synchronisierung beim Ausbau der Energie- und Netzinfrastruktur. In unserem Positionspapier zeigen wir den konkreten Handlungsbedarf beim Ausbau und bei der Weiterentwicklung des Stromnetzes auf.

Bertram Brossardt
09. Februar 2026

Inhalt

Position auf einen Blick		1
1	Bedarfsplanung des Übertragungsnetzes	2
1.1	Bedarfsfeststellung und Planungsgrundlagen (BBPlG und EnLAG)	2
1.2	Rechtliche Grundlagen zur Beschleunigung von Planung und Genehmigung	3
1.3	Aktueller Umsetzungsstand des Übertragungsnetzausbaus	4
1.4	Konsequenzen eines verzögerten Netzausbaus	4
2	Netzentwicklungsplan für das Übertragungsnetz	7
2.1	Netzentwicklungsplan (NEP)	7
2.2	Wichtigste Inhalte	7
3	Bedarfsplanung des Verteilnetzes	9
4	Position der vbw	11
4.1	Hohe Kosten durch asynchronen Netzausbau vermeiden	11
4.2	Aufspaltung der deutschen Strompreiszone verhindern	13
4.3	Geplantes Übertragungsnetz schnell fertigstellen	14
4.4	Freileitung anstatt Erdverkabelung als Regelbauweise	14
4.5	Verteilnetz vorausschauend ausbauen und modernisieren	15
4.6	Planungs- und Genehmigungsverfahren beschleunigen	16
Anhang		18
Ansprechpartner / Impressum		19

Position auf einen Blick

Leistungsfähige Stromnetze sind Voraussetzung für Wettbewerbsfähigkeit, Versorgungssicherheit und Klimaschutz

Die Energiewende kann nur mit einem leistungsfähigen, flexiblen und bezahlbaren Stromnetz gelingen. Der dynamische Ausbau erneuerbarer Energien, die zunehmende Elektrifizierung von Industrie, Verkehr und Wärme sowie die stärkere europäische Marktintegration erfordern einen deutlich beschleunigten Ausbau von Übertragungs- und Verteilnetzen. Verzögerungen führen zu steigenden Systemkosten, wachsendem Engpassmanagement und Risiken für Systemstabilität, Versorgungssicherheit und Standortattraktivität.

Die Bayerische Wirtschaft erwartet daher von der Politik im Bund und in den Ländern einen konsequenten und bedarfsgerechten Ausbau der Stromnetze, eng verzahnt mit der Weiterentwicklung der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur. Grundlage hierfür müssen die von der BNetzA bestätigten Netzentwicklungspläne und eine Bayerische Umsetzungsstrategie zur räumlichen und zeitlichen Steuerung des Zubaus erneuerbarer Erzeugung sowie zur abgestimmten Weiterentwicklung von Erzeugung, Netzinfrastuktur und Flexibilitäten sein. Auf politische Eingriffe jenseits der fachlichen Bedarfsfeststellung gilt es zu verzichten: sie gefährden Akzeptanz, erhöhen Klagerisiken und verzögern den Netzausbau, was zugleich kostentreibend wirkt.

Um Netzkosten dauerhaft beherrschbar zu halten, braucht es transparente Systemkosten, eine stabile, investitionsfreundliche Regulierung und flankierende staatliche Entlastungsinstrumente – sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilnetz. Gleichzeitig müssen Flexibilitäten systemdienlich integriert werden: Speicher, steuerbare Lasten, Elektrolyseure und aggregierte Kleinstflexibilitäten müssen netzdienlich verortet und gezielt zur Netzentlastung eingesetzt werden. Ein flächendeckender Smart-Meter-Rollout und funktionierende Energie-Daten-Ökosysteme sind unerlässlich.

Die Aufspaltung der deutschen Strompreiszone ist abzulehnen. Sie würde strukturelle Probleme nicht lösen, sondern zu (Investitions-)Unsicherheiten in der Wirtschaft, höheren Preisen, geringerer Liquidität und Wettbewerbsnachteilen insbesondere für Süddeutschland führen. Stattdessen braucht es einen integrierten Ansatz aus Netzausbau, Erzeugungsausbau und regionalen Flexibilitäten.

Schließlich ist eine spürbare Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren in Abstimmung auf die verfügbaren Baukapazitäten zwingend erforderlich. Das überragende öffentliche Interesse des Netzausbaus muss konsequent angewendet, Verfahren müssen standardisiert und Behörden personell wie organisatorisch gestärkt werden. Nur so lassen sich die notwendigen Netzinfrastukturprojekte rechtzeitig realisieren und die Energiewende erfolgreich absichern.

1 Bedarfsplanung des Übertragungsnetzes

Bau der geplanten Übertragungsnetze muss weiter beschleunigt werden

1.1 Bedarfsfeststellung und Planungsgrundlagen (BBPlG und EnLAG)

Die Bedarfsplanung für den Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes erfolgt auf Grundlage mehrerer gesetzlicher Instrumente. Zentrale Grundlage ist das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG), das seit 2013 den vorausschauenden und systematischen Ausbau der Stromübertragungsinfrastruktur regelt. Ergänzt wird das BBPlG durch das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG), das als historisch vorgelagerter Bedarfsplan fortbesteht. Beide Regelwerke dienen gemeinsam der Feststellung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit von Leitungsbauvorhaben und bilden die Grundlage für Planung und Genehmigung des Übertragungsnetzausbaus.

Nach § 1 BBPlG dient der Bundesbedarfsplan der „Einbindung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen, zur Interoperabilität der Elektrizitätsnetze innerhalb der Europäischen Union, zum Anschluss neuer Kraftwerke oder zur Vermeidung struktureller Engpässe im Übertragungsnetz“. Grundlage des BBPlG ist der jeweils aktuelle von der Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigte Netzentwicklungsplan (vgl. Kapitel 2) der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB).

Für die in der Anlage zum BBPlG konkret benannten Leitungsbauvorhaben werden die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs gemäß § 12e des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) festgestellt. Diese Vorhaben haben ein überragendes öffentliches Interesse und sie sind für die öffentliche Sicherheit erforderlich. Damit ist gesetzlich klargestellt, dass diesen Vorhaben bei der Abwägung mit anderen schützenswerten Interessen regelmäßig ein Vorrang einzuräumen ist.

Derzeit stellt das BBPlG (Stand: Juli 2024) für 109 Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit fest. Darunter befinden sich 29 Gleichstromvorhaben zur verlustarmen Übertragung über große Entfernungen (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, HGÜ).

Das EnLAG wurde bereits im Jahr 2009 als vorgezogener Bedarfsplan für den Ausbau des Übertragungsnetzes eingeführt. Es umfasst Vorhaben mit Höchstspannungsleitungen von mindestens 380 kV Nennspannung, die ebenfalls der Integration erneuerbarer Energien, der europäischen Netzintegration sowie der Vermeidung struktureller Engpässe dienen. Die darin enthaltenen Vorhaben wurden bislang nicht vollständig in das BBPlG überführt und werden daher weiterhin eigenständig fortgeführt. Auch diese Vorhaben sind aus Gründen des überragenden öffentlichen Interesses und der öffentlichen Sicherheit erforderlich.

1.2 Rechtliche Grundlagen zur Beschleunigung von Planung und Genehmigung

Ergänzt werden BBPlG und EnLAG durch das Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG), das insbesondere dem beschleunigten Ausbau länderübergreifender und grenzüberschreitender Höchstspannungsleitungen dient. Das NABEG sieht ein zweistufiges Verfahren aus Bundesfachplanung und anschließender Planfeststellung vor, in dem unter Beteiligung der Öffentlichkeit Trassenkorridore festgelegt werden.

Mit den Novellierungen der vergangenen Jahre wurden die Verfahren weiter gestrafft, Zuständigkeiten klarer gefasst und digitale Beteiligungsformate sowie beschleunigende Instrumente gestärkt, um den Netzausbau insgesamt effizienter voranzubringen.

Die bestehenden gesetzlichen Grundlagen fokussieren sich bislang primär auf die Beschleunigung einzelner Netzausbauvorhaben. Eine verbindliche räumliche oder zeitliche Abstimmung des Ausbaus erneuerbarer Stromerzeugung mit dem Fortschritt des Netzausbaus ist dagegen bislang nicht vorgesehen. Insbesondere der Zubau erneuerbarer Erzeugung erfolgt weitgehend unabhängig von der verfügbaren Netzkapazität und ohne systematische Berücksichtigung regionaler Netzenspässe. Diese strukturelle Entkopplung stellt eine zentrale Ursache für nachgelagerte Systemeingriffe und Kosten dar.

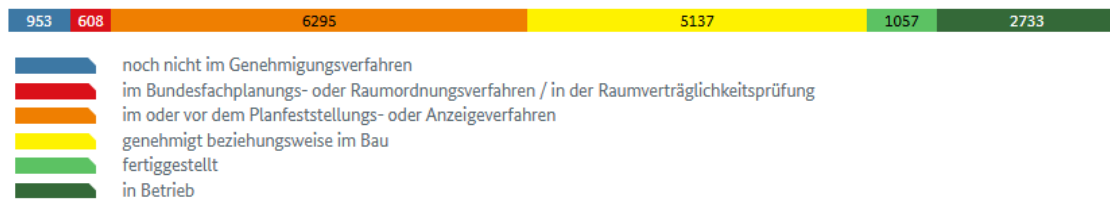
Mit dem Auslaufen der Notfallverordnung kommt der Umsetzung der Richtlinie (EU) 2023/2413 (RED III) zentrale Bedeutung zu. Die Richtlinie enthält mit Art. 15e spezifische Vorgaben zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren für Stromnetzinfrasturktur, insbesondere für Netzverstärkungen und -erweiterungen im Bestand. Vorgesehen sind unter anderem vereinfachte Prüfanforderungen sowie zeitlich begrenzte Verfahrensfristen. Die Umsetzung der RED III in nationales Recht befindet sich derzeit im Gesetzgebungsverfahren. Sie soll die in der Notfallverordnung angelegten Beschleunigungsinstrumente in einen dauerhaften Rechtsrahmen überführen.

1.3 Aktueller Umsetzungsstand des Übertragungsnetzausbaus

Die Gesamtlänge der insgesamt 128 EnLAG- und BBPIG-Vorhaben lag laut BNetzA zum 30. September 2025 bei etwa 16.783 km, die sich wie folgt aufteilen:

Abbildung 1

Gesamtlänge EnLAG- und BBPIG-Vorhaben



Quelle: BNetzA, Monitoring des Stromnetzausbaus – Drittes Quartal 2025

Von der Vorhabengesamtlänge waren zu diesem Zeitpunkt rund 3.790 km – und damit gut 22 Prozent der Vorhabengesamtlänge – bereits fertiggestellt oder vollständig in Betrieb. Weitere 5.137 km waren genehmigt und befanden sich vor oder im Bau. Gleichzeitig befanden sich noch 7.856 km der Vorhabengesamtlänge in Planungs- und Genehmigungsverfahren, davon rund 1.561 km in frühen Phasen vor oder in der Bundesfachplanung bzw. Raumordnung und 6.295 km im oder vor dem Planfeststellungs- bzw. Anzeigeverfahren.

Der Netzausbau kommt damit insgesamt schrittweise voran und hat sich zuletzt – insbesondere bei genehmigten und im Bau befindlichen Vorhaben – beschleunigt. Gleichwohl bleibt die Umsetzung angesichts der im Netzentwicklungsplan zugrunde gelegten Zielhorizonte (2037/2045) sowie des dynamischen Zubaus erneuerbarer Erzeugung und neuer Anschlussbedarfe insgesamt hinter dem erforderlichen Ausbaupfad zurück. Insbesondere der hohe Anteil von Vorhaben in frühen oder mittleren Verfahrensstadien verdeutlicht, dass erhebliche Umsetzungsschritte noch ausstehen.

Zum aktuellen Ausbaustand der Vorhaben siehe Abbildung 3 im Anhang. Eine Übersicht über alle Vorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes sowie deren Bewertung finden sich im Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023) und im Monitoring der BNetzA unter www.netzausbau.de/monitoring.

1.4 Konsequenzen eines verzögerten Netzausbaus

Konsequenz des verzögerten und noch nicht ausreichend mit dem EE-Zubau synchronisierten Netzausbaus ist, dass durch den massiven Ausbau erneuerbarer Energien, die zum Teil nicht netzdienliche Verortung und Betriebsweise von (Groß-)Batteriespeichern, den Mangel an zusätzlichen gesicherten und netzdienlich verorteten Kraftwerkskapazitäten im netztechnischen Süden sowie die ungleiche Verteilung von Erzeugungs- und

Verbrauchsschwerpunkten bei Wind- und Solarstrom zunehmend kostenintensive netzstabilisierende Eingriffe (Redispatch, Netzreserve, Einspeisemanagement) erforderlich werden.

Das bestehende Stromnetz kann die erzeugte Energie regional und zeitlich nicht immer vollständig aufnehmen und droht in einzelnen Situationen überlastet zu werden. Um dies zu verhindern, kommt es zu sogenannten Abregelungen, das heißt erneuerbare Erzeugungsanlagen werden temporär vom Netz genommen, während an anderer Stelle – insbesondere im Süden Deutschland mit hohen Verbrauchsschwerpunkten – konventionelle Kraftwerke hochgefahren werden. Diese Eingriffe dienen der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und der Beherrschbarkeit des Systems. Sie sind jedoch mit erheblichen volkswirtschaftlichen Kosten verbunden und weisen klimapolitische Nachteile auf.

Im Jahr 2024 belief sich das Maßnahmenvolumen des Netzengpassmanagements nach vorläufigen Angaben auf rund 28 TWh und lag damit unter dem Niveau des Vorjahres. Die entsprechenden Kosten sanken auf rund 2,2 Mrd. Euro. Der Rückgang gegenüber 2023 ist maßgeblich auf gesunkene Brennstoff- und Großhandelspreise sowie geringere Vorhaltekosten zurückzuführen, nicht jedoch auf eine strukturelle Entlastung des Stromnetzes oder eine nachhaltige Reduzierung von Netzengpässen. Redispatch-Maßnahmen erfordern weiterhin in erheblichem Umfang den Einsatz fossiler Kraftwerke; Schätzungen der Energiewirtschaft gehen daher auch für 2024 von zusätzlichen CO₂-Emissionen in Millionenhöhe aus. Ein verzögerter und nicht ausreichend synchronisierter Netzausbau führt damit weiterhin zu erhöhten Systemkosten und konterkariert klimapolitische Zielsetzungen.

Für die kommenden fünf Jahre prognostizieren die ÜNB auf Basis der Systemanalysen nach § 13 Abs. 10 EnWG folgende Kosten für Maßnahmen des Engpassmanagements:

Abbildung 2

Prognostizierte Kosten

	2026	2027	2028	2029	2030
Gesamtkosten [Mio. Euro]	3.129	3.028	2.928	2.926	2.926
davon Vorhaltekosten	925	887	849	847	847
pos. Redispatch [TWh]	16,87	17,89	18,90	18,90	18,90
neg. Redispatch [TWh]	-16,87	-17,89	-18,90	-18,90	-18,90

Quelle: Kostenprognose für Maßnahmen des Engpassmanagements nach § 13 Abs. 10 EnWG (06/2025)

Für die Jahre 2026 bis 2030 werden jährliche Gesamtkosten zwischen rund 2,9 und 3,1 Mrd. Euro erwartet. Davon entfallen rund 0,8 bis 0,9 Mrd. Euro jährlich auf Vorhaltekosten für Netz- und Kapazitätsreserven. Das prognostizierte Redispatch-Volumen liegt dauerhaft bei knapp 19 TWh pro Jahr. Trotz unterstellter Fortschritte beim Netzausbau bleibt der Umfang der Eingriffe damit dauerhaft auf hohem Niveau.

Die anhaltenden innerdeutschen Netzengpässe haben zudem eine europäische Dimension: es droht eine Aufteilung der deutschen Stromgebotszone. Nach Art. 16 Abs. 8 der Strombinnenmarkt-Verordnung (EU) 2019/943 sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, mindestens 70 Prozent der Übertragungskapazität an grenzüberschreitenden Leitungen (Interkonnektoren) für den Stromhandel bereitzustellen. Bei fortbestehenden innerdeutschen Engpässen kann diese Vorgabe nur durch zusätzliche systemische Eingriffe erfüllt werden.

Vor diesem Hintergrund ist auch der europäische Bidding-Zone-Review (BZR) einzuordnen. Die von ENTSO-E vorgelegte techno-ökonomische Analyse möglicher alternativer Gebotszonenkonfigurationen wurde am 28. April 2025 abgeschlossen. Für die bestehende deutsch-luxemburgische Gebotszone wurden mehrere Varianten untersucht; für das Zieljahr 2025 weist eine Aufteilung in fünf Zonen (DE5) rechnerisch den höchsten monetarisierten Wohlfahrtseffekt aus. Die Modellierung beruht jedoch überwiegend auf Eingangsdaten aus dem Jahr 2019 und bildet zentrale Entwicklungen des Stromsystems – insbesondere den fortschreitenden Netzausbau, den Ausbau erneuerbarer Energien sowie den Hochlauf von Flexibilitäten – nur unzureichend ab. Daher hat die Bundesregierung mit dem „Aktionsplan Gebotszone 2025“ einen eigenständigen Ansatz vorgelegt, der auf die Vermeidung struktureller Engpässe durch Netzausbau, Flexibilitäten und systemische Maßnahmen zielt und damit die Einheit der deutschen Strompreiszone sichern soll. Eine Entscheidung über die künftige Gebotszonenkonfiguration ist bislang nicht getroffen und eine etwaige Umsetzung wäre nach derzeitigem Stand frühestens ab 2030 realistisch.

2 Netzentwicklungsplan für das Übertragungsnetz

Klare Perspektiven für Energieinfrastruktur der Zukunft

2.1 Netzentwicklungsplan (NEP)

Der NEP 2037/2045 stellt den Um- und Ausbaubedarf im deutschen Onshore- und Offshore-Stromtransportnetz vor dem Hintergrund der gesetzlichen Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes dar. Die ÜNB zeigen also mit dem NEP, wie der Umbau der Erzeugungslandschaft in Deutschland und die Integration erneuerbarer Energien bis 2035 bzw. 2045 gelingen kann.

Der aktuelle Plan wurde von der BNetzA am 1. März 2024 unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeits- und Behördenbeteiligung bestätigt. Er dient als Grundlage für den Bundesbedarfsplan, der im BBPIG verbindlich festgestellt wird (vgl. Kapitel 1). Parallel dazu befindet sich der nächste Netzentwicklungsplan NEP 2037/2045 (Version 2025) bereits im Verfahren: Die ÜNB haben den Szenariorahmenentwurf am 28. Juni 2024 an die BNetzA übergeben; die BNetzA hat den Szenariorahmen am 30. April 2025 genehmigt. Auf Basis des genehmigten Szenariorahmens haben die ÜNB den ersten Entwurf des NEP 2037/2045 (2025) am 10. Dezember 2025 veröffentlicht. Damit wurde die öffentliche Konsultation gestartet; Stellungnahmen konnten bis zum 14. Januar 2026 eingereicht werden. Die Stellungnahmen fließen in den zweiten Entwurf ein, der anschließend von den ÜNB an die BNetzA zur Prüfung übergeben wird.

2.2 Wichtigste Inhalte

Der NEP 2037/2045 (2023) enthält drei Szenarien für das Jahr 2037 und gibt erstmals einen Ausblick auf ein „Klimaneutralitätsnetz 2045“, ein Stromübertragungsnetz in einem klimaneutralen Deutschland. Der Ausstieg aus Kohle und Kernkraft wird ebenso berücksichtigt wie die nationale Wasserstoffstrategie, Eckdaten aus dem Koalitionsvertrag und ein stärker zusammenwachsender europäischer Strombinnenmarkt. Bei vielen Eingangsdaten haben sich die ÜNB an der Agora-Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ orientiert und an der Studie „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3“ (Fraunhofer ISI, Consentec, TU Berlin und ifeu). Die einzelnen Szenarien bilden einen unterschiedlich hohen Grad der Wasserstoffnutzung und der Elektrifizierung ab.

Der NEP 2037/2045 (2023) enthält folgende Kernaussagen:

- Der Transportbedarf wächst mit dem Ausbau erneuerbarer Energien deutlich. Im Vergleich zum letzten NEP mit den Betrachtungshorizonten 2035 und 2040 sind die Zielwerte beim EE-Ausbau wie auch bei der Nachfrage für die aktuellen Zieljahre 2037 und

2045 deutlich gestiegen. Der innerdeutsche Stromtransportbedarf steigt bis 2037 deutlich auf rund 87,7 GW an, wohingegen zwischen 2037 und 2045 in den Szenarien der Transportzuwachs auf einem ähnlichen Niveau bleibt bzw. nur moderat zunimmt.

- Wasserstoff gewinnt an Bedeutung. Bereits 2037 wird gemäß genehmigtem Szenario-rahmen eine umfassende Wasserstoffinfrastruktur unterstellt. Im Jahr 2045 sind bis zu 80 GW an Elektrolyseleistung für die inländische Wasserstofferzeugung ins System zu integrieren. Die zukünftige Ausgestaltung der Wasserstoffinfrastruktur hat große Auswirkungen auf den Entwicklungsbedarf des Stromübertragungsnetzes. Das zeigt schon die Verortung der Elektrolyseure, die in einem mehrstufigen Prozess erfolgt ist. Der NEP nimmt netzdienliche Elektrolysestandorte an – ein Vorgehen, für das es bisher keinen ordnungsrechtlichen Rahmen gibt. Dadurch können Engpässe im Übertragungsnetz minimiert und die Abregelung von erneuerbaren Energien in Zeiten hoher Einspeisung weitestgehend reduziert werden.
- Um auf die steigenden Anforderungen flexibel und verlässlich zugleich reagieren zu können, ist eine fortschreitende Vernetzung der Übertragungsnetze erforderlich. Bereits seit dem NEP 2012 verfolgen die ÜNB einen kombinierten Ausbau von Wechselstrom- (AC) und Gleichstrominfrastruktur (DC). Der NEP 2037/2045 (2023) entwickelt diesen Ansatz weiter und sieht zusätzliche Maßnahmen zur Vermaschung von DC-Strukturen an Land sowie zur stärkeren Kopplung von Offshore-DC-Systemen untereinander vor. Zusammen mit der europäischen Vernetzung können so erneuerbare Energien für flexible Nachfrager umfassend integriert und Redispatch-Bedarfe gesenkt werden. Das begrenzt Engpassmanagementkosten und trägt zu einer sicheren Energieversorgung bei. Zugleich stärkt eine vermaschte DC-Infrastruktur die Resilienz und Versorgungssicherheit des Gesamtsystems.
- Für die schrittweise Entwicklung hin zu einem Klimaneutralitätsnetz bis 2045 ist bereits bis 2037 ein erheblicher Zuwachs an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen erforderlich. Die im aktuellen Bundesbedarfsplan verankerten Maßnahmen sind für ein bedarfsgerechtes Netz angesichts der steigenden Transportaufgabe bei Weitem nicht ausreichend. Der Umfang sowie das Investitionsvolumen des Zubaunetzes vergrößern sich gegenüber dem vorherigen NEP deutlich. Der NEP 2037/2045 (2023) identifiziert neue Onshore-Projekte mit einer Trassenlänge von 5.620 km und zusätzlichen Investitionen in Höhe von etwa 52,3 Milliarden Euro.
- Offshore-Potenziale müssen umfassend erschlossen werden. Im Vergleich zu heute (7,8 GW) steigt die in den Szenarien angenommene installierte Leistung aus Offshore-Windenergie um das bis zu 7,5-fache auf bis zu 58,5 GW in 2037. Bis 2045 wird dann noch einmal auf 70 GW installierter Erzeugungsleistung gesteigert.

3 Bedarfsplanung des Verteilnetzes

Verteilnetz vorausschauend ausbauen und modernisieren

Neben der Bedarfsplanung im Übertragungsnetz spielt die Bedarfsplanung für das Verteilnetz eine zentrale Rolle bei der Sicherstellung einer zuverlässigen Stromversorgung. Die Bedarfsplanung für Bayern erfolgt alle zwei Jahre gemeinsam durch die acht veröfentlichungspflichtigen Verteilnetzbetreiber im Freistaat über den so genannten Netzausbauplan (NAP). Derzeit wird der NAP 2026 ausgearbeitet. Grundlage ist das Regionalszenario Bayern mit Prognosen zur Stromerzeugung und zum Stromverbrauch bis 2035 und 2045. Erstmals wurden dabei auch die 170 nachgelagerten Netzbetreiber miteinbezogen.

Im Vergleich zum NAP 2024 liegen die Prognosen für Erzeugung und Verbrauch bis 2045 im aktuellen Regionalszenario um rund 15 Prozent niedriger. Dies ist vor allem auf methodische Anpassungen, eine differenziertere regionale Betrachtung sowie aktualisierte Annahmen zur zeitlichen Verteilung von Lasten und Einspeisung zurückzuführen; der grundsätzliche Trend eines deutlich steigenden Strombedarfs bleibt hiervon unberührt.

Das Verteilnetz ist die letzte Ebene der Strominfrastruktur, über die Haushalte, Gewerbe und Industrie mit elektrischer Energie versorgt werden. Es umfasst die Netzebenen der Hochspannung, Mittelspannung und der Niederspannung und stellt die Verbindung zwischen den Übertragungsnetzen und den Endverbrauchern sowie dezentralen Erzeugern und nachgelagerten Netzbetreibern her.

Die Bedarfsplanung im Verteilnetz umfasst mehrere Aspekte: Die Prognose der zukünftigen Anschluss- und Leistungsnachfrage, die Integration erneuerbarer Energien, die Schaffung ausreichender Anschluss- und Betriebskapazitäten, Netzausbau und -optimierung sowie technologische Entwicklungen. Ein wesentlicher Treiber ist der weiter steigende Strombedarf durch die zunehmende Elektrifizierung von Mobilität (Elektrofahrzeuge), Wärmeversorgung (Wärmepumpen) und industriellen Anwendungen. Zudem führt die stark wachsende dezentrale Energieerzeugung, insbesondere durch PV- und Windkraftanlagen, zu neuen Anforderungen an Steuerbarkeit, Netzführung und Spannungsstabilität.

Insbesondere in ländlichen und suburbanen Regionen müssen bestehende Leitungen modernisiert und teilweise neue Infrastrukturen geschaffen werden, um die steigenden Einspeisungen aus erneuerbaren Energien sowie den wachsenden Leistungsbedarf neuer Verbraucher effizient zu managen. Nach Einschätzung der NAP-Ersteller zeigen sich dabei zunehmend nicht nur Leitungsengpässe, sondern auch Kapazitätsgrenzen bei Umspannwerken und Netzanschlusspunkten. Digitale Lösungen wie Netzautomatisierung, intelligente Messsysteme und flexible Netzbetriebskonzepte (Smart Grids) gewinnen vor diesem Hintergrund an Bedeutung, um die Effizienz und Flexibilität des Verteilnetzes zu erhöhen.

Neben der physischen Bereitstellung der Infrastruktur ist auch die Wirtschaftlichkeit der Planung entscheidend. Netzbetreiber stehen vor erheblichen Investitionsanforderungen,

die sie unter den Vorgaben der Regulierung umsetzen müssen. Investitionsentscheidungen müssen langfristig planbar sein, um Kosten für Verbraucher so gering wie möglich zu halten, während gleichzeitig die Versorgungssicherheit gewährleistet wird. Dabei gewinnen Fragen der Kostenverteilung, der zeitlichen Steuerung von Investitionen sowie der regulatorischen Anerkennung zunehmend an Bedeutung.

Eingebettet ist das deutsche Verteilnetz in einen komplexen rechtlichen Rahmen, der durch europäische und nationale Gesetze sowie durch regulatorische Vorgaben bestimmt wird, um einen sicheren, diskriminierungsfreien und wirtschaftlich effizienten Netzbetrieb zu gewährleisten:

- Die zentrale gesetzliche Grundlage bildet das EnWG, das die Rahmenbedingungen für den Netzbetrieb, die Marktregeln und den Netzausbau festlegt. Hervorzuheben ist die sogenannte „Unbundling-Regelung“, die eine klare Trennung zwischen Netzbetreibern und Energieversorgungsunternehmen vorschreibt. Dadurch soll sichergestellt werden, dass Netzbetreiber diskriminierungsfrei arbeiten und allen Marktteilnehmern gleiche Zugangsbedingungen bieten. Mit den jüngeren Novellierungen des EnWG wurden darüber hinaus gezielt neue Instrumente zur netzdienlichen Steuerung von Lasten und Erzeugern im Verteilnetz geschaffen, insbesondere durch die Weiterentwicklung von § 14a EnWG. Dadurch erhalten Verteilnetzbetreiber erweiterte Möglichkeiten, steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher zeitlich und leistungsmäßig zu steuern, um Netzengpässe zu vermeiden und den Netzausbau effizienter zu gestalten.
- Das EEG regelt den Vorrang der Einspeisung erneuerbarer Energien. Netzbetreiber sind verpflichtet, Strom aus erneuerbaren Quellen vorrangig aufzunehmen und die Netzkapazitäten entsprechend anzupassen. Zugleich wurden in den vergangenen Jahren Anpassungen vorgenommen, die eine stärkere Einbindung von Erzeugungsanlagen in Netz- und Systemverantwortung vorsehen, insbesondere durch Vorgaben zur Steuerbarkeit und zum Einspeisemanagement. Gleichwohl verstärkt der hohe Anteil dezentraler Einspeisung den Ausbaubedarf insbesondere in Regionen mit hoher erneuerbarer Stromerzeugung.
- Die Anreizregulierung der BNetzA ist ein zentrales Instrument zur Steuerung der Netzentgelte. Sie legt fest, wie viel Netzbetreiber für den Ausbau und Betrieb der Netzinfrastruktur verlangen dürfen, um Effizienz und Kostentransparenz zu fördern. Vor dem Hintergrund stark steigender Investitionen im Verteilnetz rückt die Weiterentwicklung der Anreizregulierung zunehmend in den Fokus.
- Zusätzlich gibt es technische Vorschriften wie die Netzanschlussverordnung (NAV) und die Netzzugangsverordnung (NZV), die den Zugang zum Netz und die technischen Anforderungen näher regeln. Ergänzt werden diese durch technische Anschlussregeln und Vorgaben zur Steuerbarkeit von Verbrauchseinrichtungen und Erzeugungsanlagen.

Eine enge Verzahnung von technischer Entwicklung und regulatorischer Steuerung ist essenziell, um die Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten und die Transformation des Energiesystems erfolgreich zu gestalten. Dabei entwickelt sich das Verteilnetz zunehmend vom reinen Transportnetz hin zu einer aktiven Plattform für Erzeugung, Verbrauch, Speicherung und Flexibilität.

4 Position der vbw

Verstärkten Ausbau von Netzen bei gleichzeitiger Verzahnung von Strom und Gas voranbringen

Leistungsfähige Stromnetze sind die zentrale Grundlage für eine sichere, bezahlbare und nachhaltige Energieversorgung. Der dynamische Zubau erneuerbarer Energien, die fortschreitende Elektrifizierung von Industrie, Verkehr und Wärme sowie die zunehmende Integration des europäischen Strombinnenmarkts machen einen deutlich beschleunigten und verlässlichen Ausbau des Übertragungs- und Verteilnetzes zwingend erforderlich. Nur so können Erzeugungsschwankungen ausgeglichen, Flexibilität genutzt und Energie effizient dorthin transportiert werden, wo sie benötigt wird.

Die Bayerische Wirtschaft erwartet von der Politik und den Behörden im Bund und in den Ländern sowie auf der europäischen Ebene stabile, investitionsfreundliche und international wettbewerbsfähige regulatorische Rahmenbedingungen, die die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der Netzbetreiber dauerhaft sichern. Dazu zählen insbesondere angemessene Eigenkapitalrenditen und verlässliche Investitionsbedingungen sowie Planungssicherheit über Legislaturperioden hinweg. Erforderlich sind zudem eine geschlossene politische Haltung und ein sichtbares Bekenntnis zum schnellstmöglichen Bau von Leitungen, Umspannwerken und Netzanschlüssen. Die Notwendigkeit der Stromleitungen muss frühzeitig transparent und nachvollziehbar kommuniziert werden.

4.1 Hohe Kosten durch asynchronen Netzausbau vermeiden

Der Stromnetzausbau und der Zubau von EE-Anlagen klaffen seit Jahren zunehmend auseinander. Ein kosten- und systemeffizienter Umbau des Energiesystems erfordert daher eine zweifache Synchronisierung: erstens eine bessere räumliche und zeitliche Abstimmung des Ausbaus erneuerbarer Erzeugung mit dem Netzausbau und zweitens eine enge Verzahnung des Stromnetzausbaus mit der Weiterentwicklung der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur. Beide Dimensionen sind notwendig und dürfen nicht gegeneinander ausgespielt werden.

Dabei geht es ausdrücklich nicht darum, den Ausbau erneuerbarer Energien zu verlangsamen oder auszubremsen. Ziel ist vielmehr, den EE-Zubau netzdienlicher, planbarer und besser mit der Infrastrukturentwicklung zu verzahnen. Ein fehlender Gleichlauf von EE-Zubau und Netzkapazitäten führt zu steigenden Systemkosten, höherem Engpassmanagement und einer ineffizienten Nutzung vorhandener Erzeugungs- und Transportinfrastruktur. Erforderlich sind hierfür geeignete Steuerungsinstrumente, etwa regionale Ausbaupfade, netzbezogene Anreize sowie eine stärkere Berücksichtigung verfügbarer Netzkapazitäten bei Standort- und Anschlussentscheidungen.

Davon zu unterscheiden ist die zweite Ebene der Synchronisierung: Der Ausbau der Stromnetze muss systematisch mit dem Hochlauf der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur verzahnt werden. Elektrolyseure, wasserstofffähige Kraftwerke und flexible Gaskapazitäten sind integraler Bestandteil eines resilienten und klimaneutralen Energiesystems und müssen frühzeitig in Netz- und Systemplanung eingebunden werden.

Der im März 2024 bestätigte NEP 2037/2045 (2023) weist allein für das Übertragungsnetz einen Investitionsbedarf von rund 323 Milliarden Euro aus, von dem nahezu 90 Prozent bis 2037 anfallen. Vor diesem Hintergrund müssen frühzeitig tragfähige Konzepte entwickelt werden, um die künftigen Netzkosten für das energieintensive Industrieland Deutschland dauerhaft beherrschbar und international wettbewerbsfähig zu halten. Die Kosten des Systemumbaus sollten transparent ausgewiesen und klar von klassischen Stromgestehungs- und Netzkosten abgegrenzt werden. Nur so lassen sich Fehlanreize vermeiden und eine sachgerechte politische Bewertung ermöglichen.

Die staatliche Dämpfung der Übertragungsnetzentgelte ist vor diesem Hintergrund ein notwendiges Instrument zur Abfederung kurzfristiger Belastungsspitzen, kann jedoch keine strukturellen Reformen ersetzen. Zugleich muss der steigende Investitionsdruck im Verteilnetz stärker adressiert werden. Der Ausbau für dezentrale Erzeugung, neue Verbraucher und Netzanlüsse führt auch dort zu erheblichen Kosten. Erforderlich sind daher tragfähige Konzepte zur langfristigen Stabilisierung und fairen Verteilung der Netzkosten über alle Netzebenen hinweg; eine bloße Verlangsamung des Ausbaus ist kein geeigneter Sparansatz.

Die Auswirkungen des Netzausbaus auf die Entwicklung der Übertragungs- und Verteilnetzentgelte sowie auf die Standortkosten der Industrie wurden von der vbw in einer gemeinsam mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) erstellten Studie umfassend analysiert. Die Ergebnisse zeigen, dass der notwendige Netzausbau zwar unverzichtbar ist, steigende Netzentgelte jedoch ein erhebliches Standort- und Wettbewerbsrisiko darstellen können, wenn keine flankierenden Maßnahmen zur Kostenbegrenzung und -verteilung ergriffen werden.

Ein stabiles und kosteneffizientes Stromsystem erfordert neben dem synchronen Ausbau von Erzeugung und Netzinfrastruktur die konsequente systemdienliche Einbindung aller Flexibilitätsoptionen. Dazu zählen netzdienliche Großbatteriespeicher, Elektrolyseure, steuerbare industrielle Lasten sowie aggregierte Kleinstflexibilitäten auf allen Spannungsebenen. Der marktliche und regulatorische Rahmen für Speicher und steuerbare Lasten muss so weiterentwickelt werden, dass netz- und systemdienliches Verhalten wirtschaftlich angereizt wird, ohne Investitionen durch Überregulierung zu hemmen. Flexibilitäten dürfen nicht ausschließlich marktpreisgetrieben eingesetzt werden, sondern müssen gezielt zur Entlastung von Netzen, zur Reduzierung von Engpassmanagement und zur Stabilisierung des Gesamtsystems beitragen.

Die Netzananschlussverfahren müssen dringend reformiert werden. Vor dem Hintergrund stark überzeichneter Anschlussanfragen – insbesondere bei Batteriespeichern – sind transparentere, kapazitätsorientierte und systemdienliche Vergabeverfahren erforderlich.

Dabei ist sicherzustellen, dass Industrie, gesicherte Erzeugung, Rechenzentren, Elektrolyseure sowie große Ladeinfrastrukturen angemessen berücksichtigt werden. Instrumente wie Reifegradkriterien oder flexible Anschlussvereinbarungen sollten geprüft und schrittweise weiterentwickelt werden, ohne deren konkrete Ausgestaltung vorwegzunehmen. Vertiefend zu den strukturellen Engpässen, Zielkonflikten und Reformoptionen bei Netzananschlussverfahren wird auf die Studie *Netzanschlüsse als Schlüsselfaktor für Wettbewerbsfähigkeit und Klimaschutz* (vbw/FfE, März 2026) verwiesen.

Insbesondere Kleinstflexibilitäten (z.B. Batteriespeicher in Haushalten, Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen) können aggregiert einen relevanten Beitrag zur Systemstabilität leisten. Voraussetzung hierfür sind technische Steuerbarkeit, standardisierte Einbindung und verlässliche Aggregationsmodelle. Die Integration solcher Flexibilitäten ist daher auf allen Spannungsebenen gezielt voranzubringen.

Ein zentraler Baustein hierfür ist der verpflichtende und flächendeckende Smart-Meter-Rollout. Nur mit intelligenten Messsystemen ist eine sichere, zeitnahe und diskriminierungsfreie Steuerung durch Netzbetreiber und Vermarkter möglich. Die bestehenden gesetzlichen Vorgaben – insbesondere § 14a EnWG sowie die Novellierungen des Messstellenbetriebsgesetzes – müssen nun konsequent umgesetzt und im Vollzug beschleunigt werden. Interoperable Energie-Daten-Ökosysteme bilden dabei die technische und regulatorische Grundlage, auf der sich systemdienliche Flexibilitätsmärkte, neue Geschäftsmodelle und eine effizientere Netzbewirtschaftung entwickeln können.

4.2 Aufspaltung der deutschen Strompreiszone verhindern

Eine Aufteilung der einheitlichen deutschen Strompreiszone würde bestehende strukturelle Herausforderungen im Stromsystem nicht beheben, sondern erhebliche wirtschaftliche Risiken verursachen. Zu erwarten wären eine geringere Liquidität, höhere Preisvolatilität sowie dauerhaft höhere Strompreise für Industrie und Haushalte in Süddeutschland, wo zentrale industrielle Verbrauchsschwerpunkte liegen. Dies würde die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland insgesamt schwächen und Investitionen zulasten Europas verlagern. Deutschland muss eine einheitliche Strompreiszone bleiben.

Die europäische 70-Prozent-Regelung für grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten ist in ihrer aktuellen Ausgestaltung kritisch zu bewerten. Starre Vorgaben werden den physikalischen Realitäten eines im Umbau befindlichen Stromsystems nicht gerecht. Erforderlich sind realistische Zielpfade und belastbare Ausnahmeregelungen, wenn die Übertragungsnetzbetreiber nachweisen, dass die Vorgaben technisch oder systemstabilisierend nicht vollständig eingehalten werden können. 2030 erscheint als sachgerechtes Zieljahr für eine vollständige Umsetzung.

Die weitere Integration des europäischen Strombinnenmarktes erfordert ausreichende innerdeutsche Transportkapazitäten, um grenzüberschreitende Stromflüsse systemstabil abzuwickeln. Die europäischen Anforderungen an das deutsche Stromnetz können ohne einen leistungsfähigen und zügig fertiggestellten Ausbau der Übertragungsnetze nicht

dauerhaft erfüllt werden. Erforderlich ist – wie oben skizziert – ein integrierter Ansatz aus Netzausbau, Erzeugungsausbau und dem gezielten Einsatz regionaler Flexibilitäten, um Engpässe zu reduzieren und die Funktionsfähigkeit des Strommarktes insgesamt zu sichern.

4.3 Geplantes Übertragungsnetz schnell fertigstellen

Der Zubau erneuerbarer Energien sowie die fortschreitende Integration des europäischen Strombinnenmarktes machen den zügigen Ausbau des Höchstspannungsnetzes zwingend erforderlich. Maßgebliche fachliche Grundlage hierfür sind die von der BNetzA bestätigten Netzentwicklungspläne. Ihre Ergebnisse müssen konsequent umgesetzt und dürfen nicht durch nachträgliche politische Eingriffe relativiert werden. Dies gilt insbesondere für die zur Versorgung Süddeutschlands vorgesehenen großen Nord-Süd-Achsen, namentlich SuedLink, SuedOstLink sowie weitere im NEP identifizierte HGÜ- und AC-Verstärkungsmaßnahmen.

Die Bedarfsfeststellung im Netzentwicklungsprozess muss weiterhin Maßstab für die Umsetzung des Übertragungsnetzausbaus sein. Politisch motivierte Abweichungen von der fachlichen Planung – etwa durch politisch motivierte Änderungen von Trassenführung oder Bauweise – gefährden die Akzeptanz der Projekte, erhöhen Klage- und Verzögerungsrisiken und wirken letztlich kostensteigernd. Eine konsistente, auf dem NEP basierende Netzplanung ist daher Voraussetzung für einen effizienten und rechtssicheren Ausbau.

4.4 Freileitung anstatt Erdverkabelung als Regelbauweise

Die Erdverkabelung auf der Höchstspannungsebene wurde in den vergangenen Jahren als Instrument zur Steigerung der Akzeptanz des Netzausbaus eingeführt. Die bisherigen Erfahrungen zeigen jedoch, dass sich die damit verbundenen Erwartungen nur sehr eingeschränkt erfüllt haben. Betroffenheiten und Widerstände wurden vielfach nicht vermieden, sondern lediglich räumlich verlagert, während Kosten, technische Komplexität sowie die Anforderungen an Betrieb, Wartung und Störungsbehebung deutlich gestiegen sind.

Dies gilt insbesondere für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsprojekte (HGÜ). Erdverkabelung geht hier regelmäßig mit längeren Bauzeiten, erhöhten Bau- und Betriebsrisiken sowie Einschränkungen bei der thermischen Auslastung und der Störungsbehebung einher. Die daraus resultierenden Mehrkosten wirken sich unmittelbar auf die Netzentgelte und damit auf Verbraucher und Industrie aus.

Bei bereits weit fortgeschrittenen Projekten wie SuedLink und SuedOstLink ist eine grundlegende Umsteuerung nicht mehr möglich. Für künftige Gleichstromvorhaben sowie für Bedarfsplanprojekte in frühen Planungs- oder Voruntersuchungsphasen sollte jedoch eine erneute, ergebnisoffene Bewertung der technischen Ausführung erfolgen. Maßgeblich hierfür müssen Systemeffizienz, Versorgungssicherheit, Kosten und Umsetzbarkeit sein.

Nach Abschluss zentraler Verfahrensschritte ist Planungssicherheit zwingend zu gewährleisten.

Die Freileitung im Übertragungsnetz sollte vor diesem Hintergrund wieder als Regelbauweise vorgesehen werden. Erdverkabelung ist auf klar begründete Ausnahmefälle zu beschränken, etwa bei besonderen raumordnerischen Zwängen oder zwingenden natur- und artenschutzrechtlichen Erfordernissen. Ein genereller Vorrang der Erdverkabelung ist weder technisch noch volkswirtschaftlich gerechtfertigt.

Hybridlösungen mit wechselnden Abschnitten aus Freileitung und Erdkabel innerhalb eines Projekts sind kritisch zu bewerten. Sie erhöhen die planerische und technische Komplexität, erschweren den Betrieb und erzeugen unrealistische Erwartungshaltungen. Für einen beschleunigten, kosteneffizienten und resilienten Netzausbau sind klare, einheitliche technische Standards erforderlich.

4.5 Verteilnetz vorausschauend ausbauen und modernisieren

Das Verteilnetz nimmt im Energiesystem der Zukunft eine Schlüsselrolle ein. Mit der fortschreitenden Dezentralisierung der Stromerzeugung, der Elektrifizierung von Verkehr und Wärme sowie der zunehmenden Sektorenkopplung steigen die Anforderungen an Leistungsfähigkeit, Flexibilität und Steuerbarkeit der Verteilnetze deutlich. Ausbau und Modernisierung müssen daher frühzeitig, vorausschauend und systematisch vorangetrieben werden.

Erforderlich ist eine engere und verbindlichere Verzahnung von Netzplanung, Ausbau erneuerbarer Energien und regionaler Lastentwicklung. Eine rein reaktive Netzverstärkung führt zu höheren Kosten und ineffizienten Investitionen. Stattdessen sollte eine stärker vorausschauende Verteilnetzplanung ermöglicht und genutzt werden, die räumliche Schwerpunkte von Erzeugung, Verbrauch und Flexibilitäten frühzeitig transparent macht. Diese Erkenntnisse sollten frühzeitig in landes- und regionalplanerische Prozesse einbezogen werden, insbesondere bei der Fortschreibung von Landesentwicklungsprogrammen, Regionalplänen sowie bei der Ausweisung von Vorrang- und Vorbehaltsgebieten für Erzeugungsanlagen, Gewerbe und neue Lastschwerpunkte.

Um zudem eine wirksame Lenkungsfunktion beim Ausbau der Erneuerbaren zu entfalten, muss aktives Netzanschluss-Clustering durch die Verteilnetzbetreiber ermöglicht werden. Damit können sich Projektierer von erneuerbaren Erzeugungsanlage bewusst dorthin orientieren, wo Infrastruktur bereits vorhanden ist. Für weitere Lenkungswirkungen würden zudem eine verursachergerechte Kostenbeteiligung durch einen regionalisierten Baukostenzuschuss für Einspeiseanlagen sowie ein so genannter Redispatch-Vorbehalt sorgen. Anlagenbetreiber, die bewusst in einem Engpassgebiet anschließen möchten, sollen temporär keinen Anspruch auf Redispatch-Entscheidung haben.

Darüber hinaus sind geeignete regulatorische Rahmenbedingungen und ökonomische Anreize notwendig, um Flexibilitätspotenziale im Verteilnetz nutzbar zu machen. Dies betrifft

insbesondere Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, dezentrale Speicher und steuerbare Lasten, deren systemdienlicher Einsatz gezielt gefördert werden sollte. Neben der technischen Steuerbarkeit sind angepasste Markt- und Netzentgeltstrukturen erforderlich, um netzdienliches Verhalten zu ermöglichen.

Die Digitalisierung der Verteilnetze ist hierfür eine zentrale Voraussetzung. Netzautomatisierung, intelligente Messsysteme und standardisierte Schnittstellen erhöhen Effizienz, Transparenz und Betriebssicherheit. Nur so lässt sich das Verteilnetz dauerhaft zukunfts-fest, bezahlbar und resilient gestalten.

4.6 Planungs- und Genehmigungsverfahren beschleunigen

Der beschleunigte Ausbau der Stromnetze ist eine zentrale Voraussetzung für Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und das Gelingen der Energiewende. Trotz zahlreicher gesetzlicher Anpassungen dauern Planungs- und Genehmigungsverfahren weiterhin zu lange und sind weiter zu optimieren. Voraussetzung hierfür ist neben rechtlichen Anpassungen auch eine ausreichende personelle und fachliche Ausstattung der Genehmigungsbehörden. Für eine spürbare Beschleunigung braucht es daher eine konsequente Fokussierung auf wenige, besonders wirksame Stellschrauben, die sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilnetz greifen.

Aus Sicht der Netzbetreiber besteht insbesondere in folgenden Bereichen vordringlicher Handlungsbedarf:

- Das gesetzlich festgestellte überragende öffentliche Interesse des Netzausbaus muss konsequent und einheitlich angewendet werden. Es ist erforderlich, dieses ausdrücklich auch auf die gesamte Verteilnetzebene zu erstrecken und durch klare Vollzugsvorgaben für alle Genehmigungsbehörden zu operationalisieren.
- Standardisierung statt Einzelfallprüfung: Wiederkehrende Maßnahmen wie Ersatzneubauten, Zubeseilungen, Maständerungen oder der Ausbau von Umspannwerken sollten auf Basis standardisierter technischer Vorgaben und Typengenehmigungen zugelassen werden, um zeitaufwendige Einzelprüfungen zu vermeiden.
- Genehmigungsfreiheit für Maßnahmen im Bestand deutlich ausweiten: Bauliche Maßnahmen auf bestehenden Trassen sollten grundsätzlich genehmigungsfrei sein, sofern keine wesentlichen neuen Umweltauswirkungen entstehen. Eine fakultative Plangenehmigung/-feststellung muss jedoch auch in diesen Fällen möglich bleiben.
- Umwelt- und Artenschutz pragmatischer vollziehen: Bestehende Ausnahmetatbestände im Natur- und Artenschutzrecht müssen konsequent genutzt werden. Artenschutzkartierungen sollten länger gültig, zentral verfügbar und für mehrere Vorhaben nutzbar gemacht werden, um Doppelprüfungen zu vermeiden. Realkompensationen und Ersatzzahlungen sollen für Projekte der Energieinfrastruktur gleichgestellt werden. Behörden sollen Vorhabensträger aktiv bei der Flächensuche unterstützen.

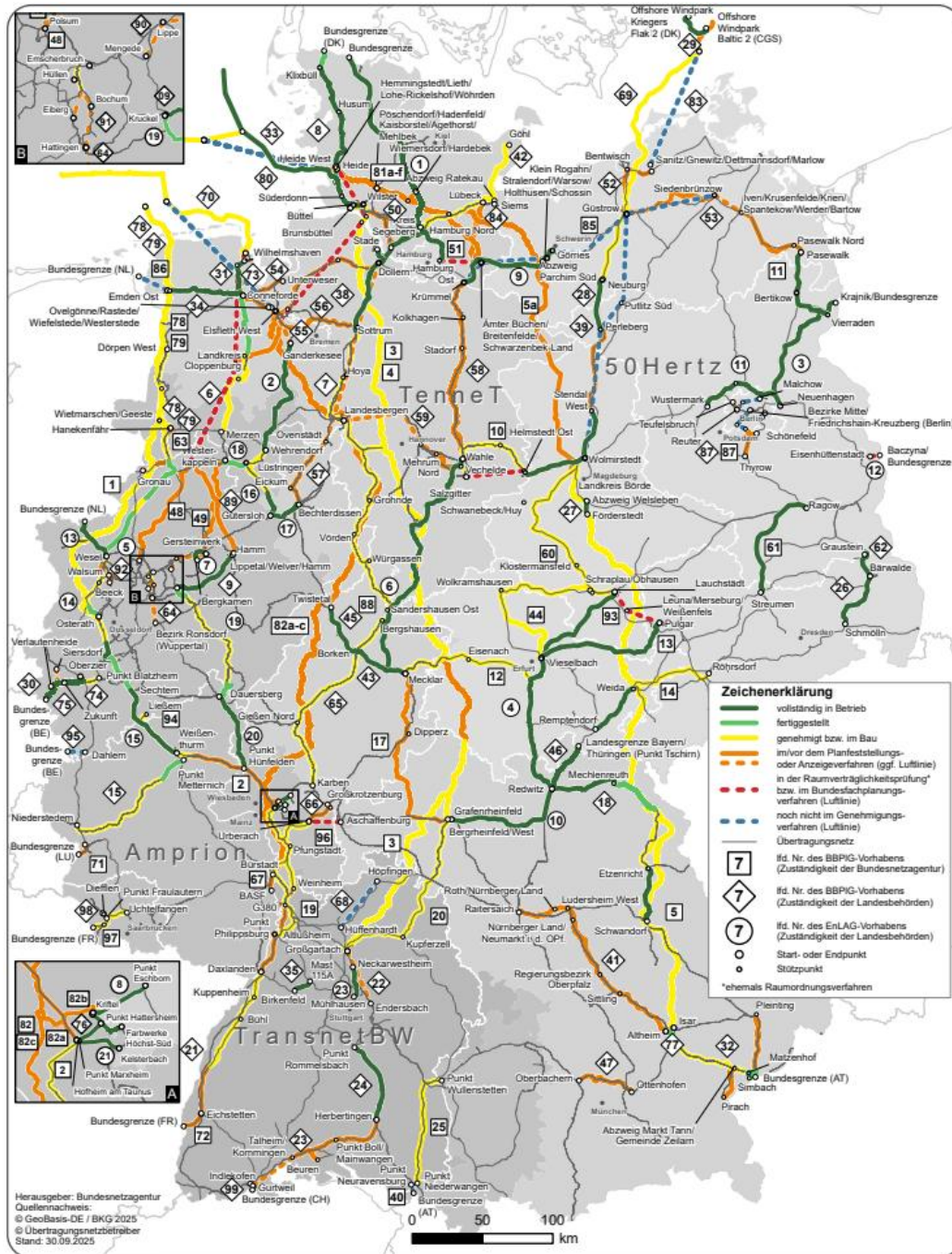
- Rechtssicherheit durch Stichtagsregelungen und materielle Präklusion erhöhen: Verbindliche Stichtage für Unterlagen und Einwendungen sind notwendig, um Verfahren planbar zu halten und nachträgliche Verzögerungen zu begrenzen.
- Genehmigungsbehörden personell und organisatorisch stärken: Beschleunigung scheitert häufig an Kapazitätsengpässen. Erforderlich sind mehr fachkundiges Personal, der Einsatz externer Projektmanager sowie eine stärkere Digitalisierung der Verwaltungsverfahren.
- Durchsetzungsfähigkeit bei Blockaden sicherstellen: Wo Projekte trotz intensiver Einigungsbemühungen an einzelnen Widerständen scheitern, müssen Besitzeinweisungs- und Enteignungsverfahren zügig und praktikabel angewendet werden können. Zuständigkeiten und Verfahren sind hierfür klar und leistungsfähig auszugestalten.
- Für den Netzausbau ist entscheidend, dass das mit der RED-III-Richtlinie verbundene Beschleunigungspotenzial vollständig gehoben wird (vgl. Kapitel 1.2). Insbesondere Art. 15e RED III muss genutzt werden, um das erreichte Beschleunigungsniveau für Stromnetzinfrastuktur dauerhaft abzusichern. Erforderlich ist hierfür eine 1:1-Umsetzung der europäischen Vorgaben. Zusätzliche nationale Anforderungen oder neue Prüfkategorien würden neue Verzögerungsrisiken schaffen. Der derzeitige Regierungsentwurf geht in Teilen über die Richtlinie hinaus und birgt insbesondere bei der Ausweisung von Infrastrukturgebieten zusätzliche Komplexität. Die von Bayern in der Protokollerklärung vom 23. Mai 2025 benannten Punkte – etwa zur Handhabbarkeit von Natura-2000-Prüfungen auf Infrastrukturgebietsebene und zum Verzicht auf zusätzliche Kategorien „besonders sensibler Gebiete“ – sollten konsequent berücksichtigt werden.
- Mehr fachliche Guidance und höhere Entscheidungssicherheit im Vollzug: Trotz eingerichteter Clearingstrukturen bestehen weiterhin erhebliche Abstimmungs- und Auslegungsfragen mit nachgeordneten Fachbehörden, insbesondere im Naturschutz. Erforderlich sind klare, praxisnahe Vorgaben und eine höhere Entscheidungsfreude, damit Genehmigungsverfahren nicht durch wiederkehrende Einzelfallabwägungen verzögert werden. Dies gilt insbesondere für Standardfragen wie die Ausgestaltung von Ausgleichsmaßnahmen (z.B. bei artenschutzrechtlichen Belangen wie der Feldlerche).

Nur mit einem solchen fokussierten und konsequent umgesetzten Beschleunigungsansatz lassen sich die erforderlichen Netzausbauprojekte rechtzeitig realisieren und die Energiewende insgesamt absichern.

Anhang

Abbildung 3

Stand der Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) und dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) nach dem 3. Quartal 2025



Quelle: BNetzA

Ansprechpartner / Impressum

Dr. Markus Fisch

Abteilung Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-246

Markus.Fisch@vbw-bayern.de

Impressum

Alle Angaben dieser Publikation beziehen sich ohne jede Diskriminierungsabsicht grundsätzlich auf alle Geschlechter.

Herausgeber

vbw

Vereinigung der Bayerischen
Wirtschaft e. V.

Max-Joseph-Straße 5
80333 München

www.vbw-bayern.de

© vbw Februar 2026