

STUDY

Das IMK ist ein Institut
der Hans-Böckler-Stiftung

Nr. 97 • Dezember 2024 • Hans-Böckler-Stiftung

AUSBAU DER STROMNETZE: INVESTITIONSBEDARFE

Tom Bauermann¹, Patrick Kaczmarczyk², Tom Krebs³

KURZBESCHREIBUNG

Die Dekarbonisierung der deutschen Wirtschaft erfordert bis 2045 einen massiven Aus- und Umbau der Stromnetzinfrastruktur, um unter anderem die Elektrifizierung von Verkehr, Industrie und Gebäuden zu bewältigen. Dies betrifft sowohl die überregionalen Übertragungs-, als auch die regionalen Verteilnetze. In der vorliegenden Study werden die Investitionsbedarfe für den notwendigen Netzausbau aufgezeigt. Dabei gehen wir sekundäranalytisch vor, indem wir die Bedarfe für den Ausbau und das Upgrade der Übertragungs- und Verteilnetze aus bereits existierenden Schätzungen übernehmen und synthetisieren. Die Quellen sind insbesondere der aktuelle Netzentwicklungsplan sowie die Angaben der Übertragungsnetzbetreiber und der Verteilnetzbetreiber. Unsere Schätzungen ergeben bis 2045 einen Bedarf von 328 Milliarden Euro für die Übertragungsnetze und 323 Milliarden Euro auf der Verteilnetzebene, sodass sich ein Gesamtbedarf von 651 Milliarden Euro bis 2045 ergibt. Die Bedarfschätzungen bedeuten, dass in den kommenden Jahren das jährliche Investitionsvolumen im Bereich der Übertragungs- und Verteilnetze von rund 15 Milliarden Euro im Jahr 2023 auf jährlich rund 34 Milliarden Euro anwachsen muss – ein Zuwachs um 127 Prozent. Dies ist ein erheblicher Anstieg der Investitionstätigkeit im Stromnetzbereich, der jedoch notwendig ist, wenn die Energiewende erfolgreich umgesetzt werden soll. Diese Schätzungen unterliegen gewissen Unsicherheiten, wie zum Beispiel mögliche Veränderungen der Rohstoffpreise oder anderer Faktoren, die den Ausbau hemmen können. Auf Seite der Verteilnetzbetreiber sind die Unsicherheiten bezüglich der Schätzungen etwas höher.

¹ Institut für Makroökonomie und Konjunkturforschung (IMK), tom-bauermann@boeckler.de

² Universität Mannheim, patrick.kaczmarczyk@uni-mannheim.de

³ Universität Mannheim, tkrebs@uni-mannheim.de

Inhalt

1. Einleitung	2
2. Stromnetze in Deutschland	3
3. Investitionsbedarfe bei Übertragungsnetzen	5
3.1 Netzentwicklungspläne im Übertragungsnetz	5
3.2 Szenarien der zukünftigen Netzbedarfe	6
3.3 Investitionsbedarfsschätzungen	7
3.4 Potenzielle Kostenrisiken der Übertragungsnetze	10
4. Investitionsbedarfe bei Verteilnetzen	11
4.1 Netzentwicklungspläne im Verteilnetz	12
4.2 Eigene Schätzung der Investitionsbedarfe	14
4.3 Potenzielle Kostenrisiken der Verteilnetze	15
5. Fazit	17
Literatur	19
Autorinnen und Autoren	22

1. Einleitung

Die Dekarbonisierung der Wirtschaft bringt die Notwendigkeit einer umfassenden Elektrifizierung mit sich. Um fossile Brennstoffe in den Bereichen Verkehr, Industrie und Gebäude zu ersetzen, müssen diese – wo es möglich ist – auf elektrische Systeme umgestellt werden, die emissionsfrei betrieben werden können. In der Folge wird der Stromverbrauch in Deutschland erheblich ansteigen. Schätzungen des Netzentwicklungsplans (NEP) 2037/2045 zufolge wird der Bruttostromverbrauch von einem Referenzwert von 533 Terrawattstunden (TWh) zu Beginn der 2020er Jahre bis 2037 auf 900-1.050 TWh und bis 2045 auf 1.080-1.300 TWh ansteigen. Die Transformation des Energiesystems und der absehbare Anstieg des Strombedarfs geht mit hohen Anforderungen an die Netze einher.

Die Stromnetze stellen derzeit trotz guter Qualität einen Engpass im Stromsystem dar. Der in den vergangenen Jahren erhöhte Zubau der erneuerbaren Energien, vor allem von Wind- und Solarenergie, hat zu einer erhöhten Einspeisung geführt, während der Netzausbau nicht im gleichen Tempo voranschritt. Insbesondere die Überbrückung der Distanz zwischen Produktion und Nachfrage – durch Einspeisungen von Erneuerbaren im Norden und die industrielle Nachfrage im Süden – erzeugt im gegenwärtigen Netz wiederholt Engpässe. Um diese zu bewältigen, setzen die Netzbetreiber Maßnahmen wie das Redispatch ein, wo die Kraftwerke angewiesen werden, ihre Einspeisung zu reduzieren oder zu erhöhen, um das Netz zu stabilisieren.

Die Kosten für das Netzengpassmanagement sind in den letzten Jahren drastisch gestiegen – von 1,3 Milliarden Euro im Jahr 2019 auf über 3 Milliarden Euro 2023 (Bundesnetzagentur (BNetzA) 2024b). Über die erhöhten Netzentgelte bekommen die Verbraucher:innen dies zu spüren. Um möglichst effektive Anreize zur Elektrifizierung zu setzen und die Kosten zu senken, ist ein zügiger Netzausbau von daher essenziell, denn ansonsten droht die Dekarbonisierung mangels Akzeptanz und Bezahlbarkeit zu scheitern.

Der Netzausbau wird allerdings ebenfalls hohe Investitionssummen erfordern. In dieser Studie schätzen wir die Investitionsbedarfe für den notwendigen Aus- und Umbau der Übertragungs- und Verteilnetze, und in einem Folgepapier analysieren wir die Implikation für Netzentgelte und Bruttostrompreise. Dabei gehen wir sekundäranalytisch vor, indem wir die Bedarfe für den Ausbau und das Upgrade der Übertragungs- und Verteilnetze aus bereits existierenden Schätzungen übernehmen und synthetisieren. Die Quellen sind insbesondere der aktuelle Netzentwicklungsplan sowie die Angaben der Übertragungsnetzbetreiber und der Verteilnetzbetreiber.

Unsere Schätzungen ergeben bis 2045 einen Bedarf von 328 Milliarden Euro für die Übertragungsnetze und 323 Milliarden Euro auf der Verteilnetzebene. Verschiedene Risiken und Unsicherheiten bestehen bei

diesen Schätzungen, doch grob geschätzt können wir von einem Gesamtbedarf von 651 Milliarden Euro bis 2045 ausgehen, wobei bei den Übertragungsnetzen der größte Teil im Zeitraum bis 2037 anfällt. Die Bedarfschätzungen bedeuten, dass in den kommenden Jahren das jährliche Investitionsvolumen in Übertragungs- und Verteilnetze von rund 15 Milliarden Euro im Jahr 2023 auf jährlich rund 34 Milliarden Euro anwachsen muss – ein Zuwachs um 127 Prozent. Dies ist ein erheblicher Anstieg der Investitionstätigkeit im Stromnetzbereich, der jedoch notwendig ist, wenn die Energiewende erfolgreich sein soll.

2. Stromnetze in Deutschland

Das deutsche Stromnetz kann in zwei Ebenen unterteilt werden: die Übertragungsebene und die Verteilnetzebene. In Deutschland wird das Übertragungsnetz weitgehend von vier privaten Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) – Amprion GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH – betrieben, die jeweils für unterschiedliche Regionen des Landes verantwortlich sind. Die ÜNB transportieren Strom auf der Höchstspannungsebene (380/220 Kilovolt, kurz: kV) über weite Distanzen und stellen sicher, dass große Strommengen zuverlässig und effizient quer durch Deutschland verteilt werden. Das Übertragungsnetz bildet damit das Rückgrat der Stromversorgung und ist für den länderübergreifenden und deutschlandweiten Transport von Energie zuständig.

Die ÜNB sind für den Betrieb, die Wartung, die Instandhaltung sowie den Ausbau der Übertragungsnetze verantwortlich und erarbeiten dazu alle zwei Jahre einen Netzentwicklungsplan (NEP). Der NEP beinhaltet langfristige Maßnahmen und Investitionen, die erforderlich sind, um den wachsenden Anforderungen der Energiewende gerecht zu werden, insbesondere um den Strom aus erneuerbaren Energiequellen effizient zu integrieren und Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Diese Planung ist essenziell, um Engpässe zu adressieren und die Netzstabilität zu sichern.

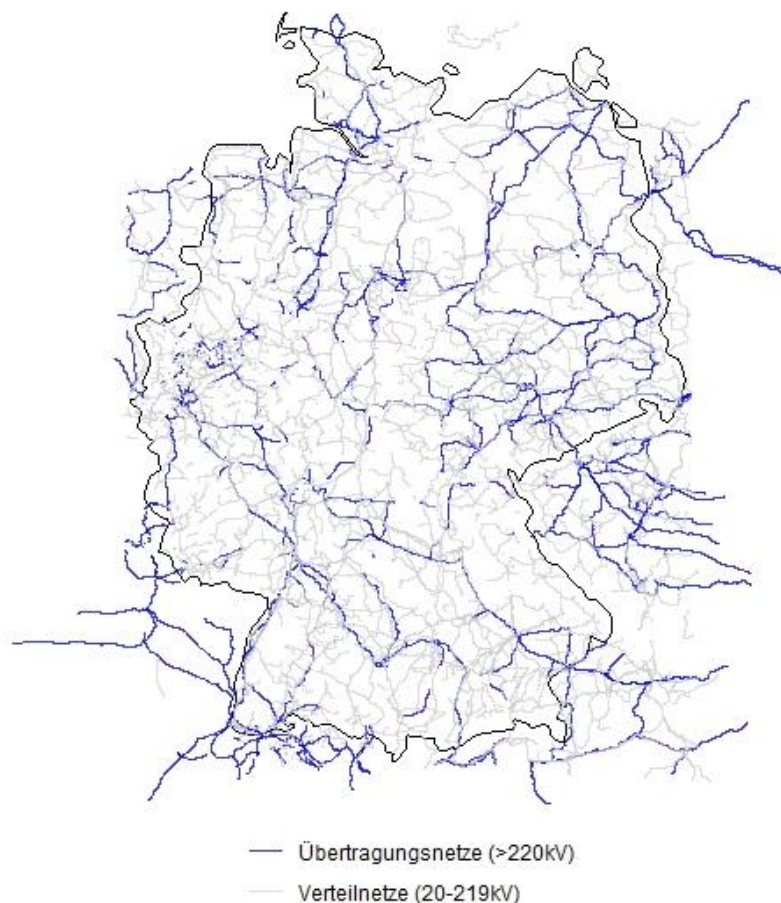
Die Verteilnetzebene wiederum, die niedrigere Spannungsebenen als das Übertragungsnetz umfasst, sorgt hingegen für die lokale Stromverteilung innerhalb der Regionen bis hin zu den Endverbraucher:innen. Im Gegensatz zum Übertragungsnetz wird das Verteilnetz von circa 865 Verteilnetzbetreibern (VNB; Stand: 2023, BNetzA 2023b) betrieben, die jeweils für eine bestimmte Region zuständig sind. Die VNB transportieren Strom auf der Ebene der Hochspannung (110 kV), Mittelspannung (10-30 kV) und Niederspannung (230/400 Volt). Die unterschiedlichen Spannungsebenen sind dabei für jeweils verschiedene Versorgungsebenen zuständig: Hochspannungsnetze versorgen große Industrieanlagen und Mittelspannungsnetze versorgen weiterverteilende Stadtwerke oder größere

Verbraucher, während Niederspannungsnetze Haushalte und kleine Betriebe direkt bedienen.

VNB sind vor allem kommunale und regionale Energieversorger, die für Betrieb, Wartung und Instandhaltung sowie Ausbau der Verteilnetze verantwortlich sind. VNB mit über 100.000 Kunden haben im Zuge dieser Verantwortung – analog zu den ÜNB – alle zwei Jahre einen Plan für die zukünftigen Maßnahmen in ihrem jeweiligen Elektrizitätsverteilnetz (Netzausbauplan) offenzulegen. Das betrifft 81 der über 800 VNB. Die aktuellen Pläne müssen dabei einen Weg zum Klimaneutralitätsjahr 2045 und Annahmen hinsichtlich der Entwicklung des Stromverbrauchs der verschiedenen Sektoren (z.B. Verkehrs- und Gebäudesektor) darlegen.

Die sogenannten Netzausbaupläne orientieren sich dabei an Regionalszenarien, die die Verteilnetzbetreiber zuvor erstellt haben. Abbildung 1 gibt die Struktur der Übertragungs- und Verteilnetze wieder, wobei die Niederspannungsebene aus Gründen der Übersichtlichkeit unberücksichtigt bleibt.

Abbildung 1: Stromnetze in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von OpenStreetMap.



3. Investitionsbedarfe bei Übertragungsnetzen

Die Schätzungen der Investitionsbedarfe in diesem Papier beziehen sich auf die Informationen, die im Netzentwicklungsplan (NEP) 2037/2045 angegeben werden. Während die Schätzungen, die der BNetzA vorliegen, auf Zahlen der ÜNB beruhen, wurden für die Bedarfsschätzungen der VNB über 80 individuelle Netzentwicklungspläne analysiert und hochgerechnet.

3.1 Netzentwicklungspläne im Übertragungsnetz

Die BNetzA trägt die regulatorische Verantwortung für die Entwicklung des Stromübertragungsnetzes. In dem Zusammenhang prüft und bestätigt sie die Netzentwicklungspläne, die wiederum die Basis für den Bundesbedarfsplan bilden. Die Grundlage für die Berechnungen der Ausbaubedarfe, die im NEP vorgenommen werden, bildet der zuvor von den ÜNB erstellte und durch die BNetzA geprüfte und genehmigte Szenariorahmen. Der NEP 2037/2045, der im Frühjahr 2024 von der BNetzA genehmigt wurde (50hertz et al. 2023; BNetzA 2024a; Bundesregierung 2024) und als Grundlage für die Schätzungen der Investitionsbedarfe in dieser Study dient, beachtet dabei spezifische, politische Rahmenbedingungen und Zielsetzungen.

So wurden im NEP 2037/2045 der Kohle- und der Kernkraftausstieg, die nationale Wasserstoffstrategie, Maßgaben aus dem Koalitionsvertrag sowie zentrale Gesetze (vor allem das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Wind-Auf-See-Gesetz (WindSeeG)) und ein stärker zusammenwachsender europäischer Strombinnenmarkt im Netzentwicklungsplan angenommen. Im Gegensatz zu den vorherigen NEP beschreibt der NEP 2037/2045 zudem erstmals ein Stromnetz, mit dem Deutschlands Klimaneutralität bis 2045 erreicht werden kann – das „Klimaneutralitätsnetz“. Auch das politische Ziel, den Stromsektor bis 2035 (nahezu) vollständig zu dekarbonisieren (BNetzA 2022; BMWK 2023), wird berücksichtigt.

Da ein klimaneutrales Stromsystem und ein gut funktionierendes Stromnetz zentrale Voraussetzungen für die Klimaneutralität Deutschlands bis 2045 sind, brauchen viele Maßnahmen auf Ebene der Übertragungsnetze eine erhebliche Vorlaufzeit. Idealerweise soll durch diverse Hebel zur Beschleunigung des Ausbaus ein Großteil des Netzes bereits 2037 fertiggestellt sein.

Der NEP 2037/45 geht auf Basis von Sekundäranalysen davon aus, dass in vielen Situationen der innerdeutsche Transportbedarf die heutige

Höchstlast in Deutschland über die Nord-Süd-Achse überschreiten wird. Das Übertragungsnetz ist daher auf dieser Achse für den Austausch großer Strommengen vorzubereiten. Gleichsam gewinnt durch den Photovoltaikausbau in Süddeutschland der Transport von Süden nach Norden an Relevanz. Für den Entwurf des NEP 2037/2045 werden Daten aus anderen Studien zugrunde gelegt, unter anderem der Studie „Klimaneutralität Deutschland 2045“ (Prognos, Öko-Institut und Wuppertal-Institut 2021) und der Studie „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3“ (Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu und TU Berlin 2021). An dieser Stelle ist anzumerken, dass es sich im NEP 2037/2045 um Netzoptimierungs-¹, Verstärkungs-² und Ausbaumaßnahmen³ handelt, auch wenn weitläufig lediglich das Wort Ausbau genutzt wird.

3.2 Szenarien der zukünftigen Netzbedarfe

Der NEP 2037/2045 enthält drei verschiedene Szenarien (A, B und C) zum Übertragungsnetzausbau (Szenariorahmen), die von den ÜNB entworfen und von der Bundesnetzagentur genehmigt wurden. Die Szenarien modellieren den Netzausbau und die dazugehörigen Investitionen in zwei Etappen: jeweils bis 2037 und von 2038 bis 2045 (Klimaneutralität Deutschlands).

Bis 2037 soll das deutsche Stromnetz weitgehend klimaneutral sein und damit als Grundlage für die Dekarbonisierung der restlichen Sektoren bis zum Jahr 2045 dienen. Die drei modellierten Szenarien unterscheiden sich vor allem hinsichtlich des Grads der direkten Elektrifizierung sowie des Einsatzes von Wasserstoff in den Sektoren.

Szenario A geht von einem relativ hohen Bedarf an Wasserstoff aus. In Industriebereichen, bei denen noch unklar ist, ob Elektrifizierung möglich sein wird, wird daher vermehrt Wasserstoff eingesetzt. Dabei wird angenommen, dass diese Nachfrage durch eine hohe inländische Produktion gedeckt werden kann. Das führt dazu, dass der Stromverbrauch durch den Einsatz von Elektrolyse zur Wasserstoffherstellung im Vergleich zu den Szenarien B und C steigt.

Gleichzeitig wird jedoch eine geringere Stromnutzung in der Industrie und im Verkehr (insbesondere bei schweren Nutzfahrzeugen) angenommen, sodass der Bruttostromverbrauch „nur“ von knapp 525 Terawattstunden (TWh) im Jahr 2023 auf etwa 1.080 TWh im Jahr 2045 ansteigt

¹ Netzoptimierung umfasst Maßnahmen wie die bedarfsgerechte Steuerung der Stromflüsse im Netz (z.B. durch den Einsatz intelligenter Leistungsschalter). Sie wird gemäß des NOVA-Prinzips (Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau) vor Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen genutzt.

² Falls Optimierungsmaßnahmen nicht ausreichen, werden vorhandene Leitungen verstärkt, z.B. mithilfe leistungsfähigerer Leiterseile.

³ Falls weder Optimierungs- noch Verstärkungsmaßnahmen in Frage kommen, kommt es zum Leitungsneubau.

und damit deutlich unter dem von Szenario C und leicht unter dem von Szenario B liegt.

Szenario B geht dagegen von einer stärkeren direkten Elektrifizierung und einem geringeren Wasserstoffverbrauch in allen Endenergieverbrauchssektoren aus, insbesondere im Industriesektor. Ähnlich wie in Szenario A wird der Anstieg des Stromverbrauchs durch hohe Effizienzsteigerungen auf der Nachfrageseite gedämpft, wodurch der zukünftige Stromverbrauch auf etwa 1.110 TWh begrenzt wird. In den Szenarien A und B wird von einem Ausbau der Erneuerbaren im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben (EEG und WindSeeG) ausgegangen.

Szenario C wiederum nimmt ebenfalls eine höhere Elektrifizierung und geringere Wasserstoffnutzung als Szenario A an, jedoch mit deutlich geringeren Effizienzgewinnen in den Stromverbrauchssektoren als in Szenario B, sodass der Stromverbrauch bis 2045 auf 1.300 TWh ansteigt (50hertz et al. 2023). Im Szenario C wird – im Gegensatz zu den Szenarien A und B – von einem Ausbau über den gesetzlichen Grundlagen des EEG ausgegangen.

3.3 Investitionsbedarfsschätzungen

Bis 2045 wird das notwendige Investitionsvolumen für den Ausbau des deutschen Stromnetzes voraussichtlich über die verschiedenen Szenarien ähnlich hoch sein (BNetzA 2024a). Unterschiede in den Investitionsbedarfen zeigen sich vor allem zwischen 2023 und 2037 – dem Jahr, in dem das Stromnetz weitgehend dekarbonisiert sein soll. In diesem Zeitraum wird in den Szenarien B und C ein Investitionsvolumen von etwa 285 Milliarden Euro in die Übertragungsnetze benötigt.⁴ Dabei wird zwischen Onshore- und Offshore-Netzen unterschieden.

Der Ausbau des Onshore-Netzes, also der Stromnetzinfrastuktur an Land, erfordert bis 2037 Investitionen von rund 52 Milliarden Euro für das Startnetz, das bereits fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen umfasst. Zusätzlich sollen für das sogenannte Zubaunetz, das den steigenden Bedarf an Netzkapazitäten abdecken soll, etwa 108 Milliarden Euro investiert werden.

Beim Offshore-Netz, das für die Anbindung von Offshore-Windkraftanlagen zuständig ist, werden Investitionen von rund 12 Milliarden Euro für das Startnetz und 112 Milliarden Euro für das Zubaunetz bis 2037 erwartet. Die geschätzten Kosten beinhalten den Bau von Leitungen sowie Anlagen wie Transformatoren und decken auch Personal-, Material- und Logistikkosten ab. Darüber hinaus werden Investitionen in weitere hori-

⁴ Die Werte beruhen hauptsächlich auf Angaben der ÜNBs. Die Bewertung von Investitionsvorhaben verwendet – soweit nachvollziehbar – Beschaffungspreise vergangener Investitionen.

zontale und vertikale Punktmaßnahmen (z.B. Blindleistungskompensation⁵) berücksichtigt.

Szenario A geht hingegen von einem langsameren Offshore-Ausbau aus, weshalb dort bis 2037 etwa 25 bis 30 Milliarden Euro weniger in das Offshore-Netz investiert werden müssten als in Szenario B und C. Bis 2045 gleichen sich die Investitionssummen der drei Szenarien allerdings wieder an.

Für das Offshore-Zubaunetz sind in den Szenarien B und C rund 43 Milliarden Euro zusätzlich zu den Bedarfen bis 2037 eingeplant, während in Szenario A noch höhere Investitionen vorgesehen sind. Für das Onshore-Netz sind keine nennenswerten zusätzlichen Erweiterungsinvestitionen im Zeitraum bis 2045 geplant.

Insgesamt belaufen sich die Investitionen in den Netzausbau bis 2045 damit auf etwa 328 Milliarden Euro, inklusive Start- und Zubaunetz bis 2037. Von diesen Investitionen wird TenneT den größten Teil tragen (etwa 36 Prozent), gefolgt von Amprion (knapp 36 Prozent), 50Hertz (21 Prozent) und TransnetBW (7 Prozent). Tabelle 1 zeigt die oben beschriebenen Ergebnisse der Bedarfsschätzung.

Tabelle 1: Investitionen in das Übertragungsnetz bis 2045 (Szenariorahmen B und C)
in Mrd. Euro, gerundet

	Onshore	Offshore	Summe
Startnetz	52	12	64
Zubaunetz bis 2037	108	112	221
Zubaunetz bis 2045 (inkl. Angaben bis 2037)	108	155	264
Summe	160	168	328

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von 50hertz et al. (2023) und Bundesregierung (2024).



Hinsichtlich des physischen Ausbaus des Netzes war vor der Bestätigung des zweiten Entwurfs des NEP 2037/2045 (Mitte des Jahres 2023) bis 2037 in den Szenarien B und C eine zusätzliche Offshore-Trassenlänge von etwa 9.300 km geplant, während Szenario A von 6.600 km aus-

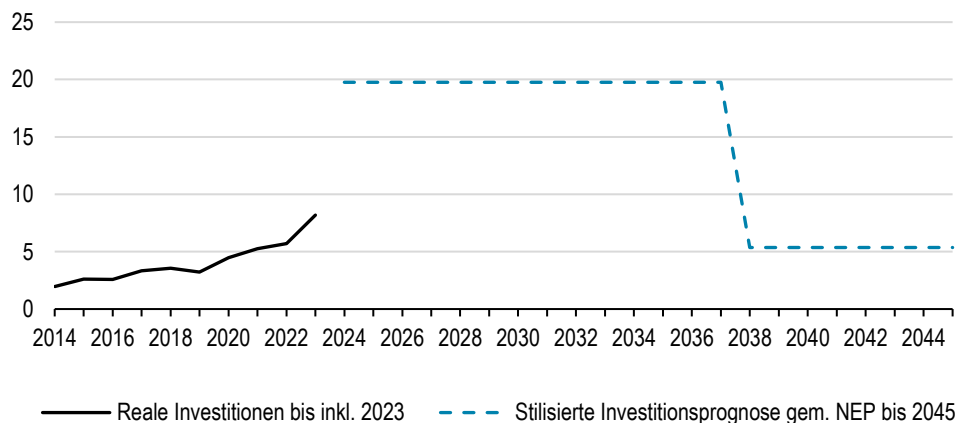
⁵ Blindleistung ist die elektrische Leistung, die zum Aufbau von magnetischen (z. B. in Motoren und Transformatoren) oder elektrischen Feldern (z. B. in Kondensatoren) benötigt wird, die aber nicht wie Wirkleistung nutzbar ist. Für die Spannungshaltung im Übertragungsnetz ist die Bereitstellung von Blindleistung durch Anlagen zur Blindleistungskompensation zusätzlich zu den Erzeugungseinheiten erforderlich.

ging. Für das Onshore-Netz waren in allen drei Szenarien 12.400 km zusätzliche Trassenlänge vorgesehen, sodass die Gesamtlänge der geplanten Trassen bis 2037 bei etwa 21.700 km lag beziehungsweise bei rund 19.000 km in Szenario A.

Bis 2045 sollte das Offshore-Netz auf eine zusätzliche Trassenlänge von insgesamt 13.300 km anwachsen, während für das Onshore-Netz kaum Veränderungen geplant waren. Damit würde das gesamte Übertragungsnetz bis 2045 voraussichtlich um insgesamt rund 25.700 km erweitert. Nach Fertigstellung des zweiten Entwurfs des NEP 2037/2045 sind weitere Projekte hinzugekommen, weswegen sich die Zahl der Trassenkilometer noch etwas weiter erhöhen wird.

Abbildung 2 veranschaulicht die aktuellen und zukünftig erforderlichen jährlichen Investitionen in die Übertragungsnetze. Die Darstellung zeigt, dass die Investitionen aufgrund des hohen Bedarfs an Ausbau und Umbau der Netze in kurzer Zeit erheblich gesteigert werden müssen, um die Ausbauziele zu erreichen. Da das Netz an Land bis 2037 nahezu vollständig ausgebaut sein muss (im Gegensatz zum Offshore-Netz), konzentrieren sich die Investitionen gemäß NEP 2037/2045 sehr stark auf den Zeitraum der kommenden 10 bis 13 Jahre.

Abbildung 2: Jährliches Investitionsvolumen in die Übertragungsnetze (Szenariorahmen B und C),
in Mrd. Euro, reale Preise von 2023



Hinweise: „Reale Investitionen“ in der Abbildung geben bis 2021 die Investitionen gemäß der Monitoringberichte der BNetzA wieder. Die Zahlen ab 2022 sind aktualisierte Schätzungen, die auf Angaben des BMWK beruhen (Bundesregierung 2024).

Quellen: Eigene Berechnungen, Bundesregierung (2024) und BNetzA (2023b).



Damit wäre in den nächsten Jahren ein sehr viel stärkerer Anstieg der Investitionen nötig, als es bei einer gleichmäßigen Verteilung der Fall wäre. In dem Fall würde die Investitionssumme bis 2037 jährlich im Durchschnitt bei 19,8 Milliarden Euro liegen, danach auf circa 5,4 Milliarden Euro abfallen. Verglichen mit den Investitionen von rund 8 Milliarden Euro im Jahr 2023 ist das zunächst ein Anstieg des jährlichen Investitionsvolumens um rund 150 Prozent.

3.4 Potenzielle Kostenrisiken der Übertragungsnetze

Die oben genannten Zahlen sind Planzahlen der ÜNB, die auf Erfahrungswerten beruhen und auf die benötigten Ausbauziele hochgerechnet wurden. Die Zahlen wurden nach den Inflationswellen von 2022 und 2023 erhoben und müssten damit die hohen Preissteigerungen der frühen 2020er Jahre enthalten. Wie hoch die tatsächlichen Investitionskosten liegen werden, wird sich erst in der Umsetzung zeigen. Zu den typischen Kostenrisiken gehören unter anderem potenzielle Preissteigerungen bei Komponenten (wie Transformatoren oder Leitungen).

Die Covid-19-Pandemie und der Ukraine-Krieg sowie die damit verbundene Energiekrise hatten preistreibende Auswirkungen auf Stahl und kritische Rohstoffe wie Aluminium und Kupfer, die vor allem in stromnetzrelevanten Erd- und Freileitungen sowie Transformatoren eingesetzt werden (IEA 2023; Kurmayer 2024). Der internationale Handelspreis pro Tonne verdoppelte sich zeitweise, und die Preise für Aluminium und Kupfer haben sich bis heute kaum auf das Niveau vor 2020 erholt.

Sollte der weltweite Ausbau der Stromnetze weiterhin an Fahrt gewinnen, kann dies zu Nutzungskonflikten bei Rohstoffen führen (z.B. aufgrund militärischer Nachfrage) und steigende Material- sowie Investitionskosten für die Stromnetze zur Folge haben. Besonders bei Kupfer bleibt die Verarbeitung voraussichtlich geografisch konzentriert, wobei China der größte Verarbeiter ist. Neue Kupferquellen brauchen meist mehrere Jahre bis zur Erschließung (Eurelectric und EY 2024).

Zudem könnte es zu Lieferengpässen bei Transformatoren kommen (Kurmayer 2024). In den letzten Jahren haben sich die Lieferzeiten für Transformatoren von 1,5 auf 2–2,5 Jahre erhöht – in bestimmten Transformatorclassen sogar von 1 auf bis zu 4 Jahre (Eurelectric und EY 2024). Die Anzahl der Hersteller ist global begrenzt, und Transformatoren sind oft Spezialanfertigungen, was die Lieferzeiten und Preise weiter in die Höhe treiben könnte, wenn das Angebot nicht an die steigende Nachfrage angepasst wird. Dies verdeutlicht, dass gewisse Risiken und Unsicherheiten bei den Schätzungen aufgrund von Lieferengpässen bestehen.

Ein zusätzlicher Risikofaktor für die Investitionskostenschätzung betrifft die Planung von Flexibilitätstechnologien, die den Netzausbau beeinflussen kann. Hohe Flexibilität (z.B. viele Batteriespeicher und Demand Side Management) kann den Netzausbaubedarf senken, wohingegen geringe Flexibilität ihn steigern kann.

Im Vergleich zu anderen Studien wird im NEP von einer relativ hohen Flexibilisierung ausgegangen (z.B. im Vergleich zu: Ariadne 2021). Dadurch könnten die Bedarfe für den Netzausbau möglicherweise etwas unterschätzt werden. Die durch eine hohe Flexibilität bedingten, geringeren Kosten beim Netzausbau können mit erhöhten gesamtwirtschaftlichen Kosten oder zumindest einer Verschiebung der Kosten einhergehen, da die Anpassungskosten für Unternehmen und Haushalte steigen. Daher ist es möglich, dass sich die Annahmen bezüglich der Flexibilität in den Netzkapazitäten und im Verbrauch als zu optimistisch erweisen. In dem Fall wäre ein noch umfassenderer Netzausbau erforderlich, was auch die Investitionsbedarfe erhöhen würde.

Schließlich liegt ein Risiko für den Ausbau des Stromnetzes in Verzögerungen beim Netzausbau selbst (Bundesrechnungshof 2024). Um den NEP 2037/2045 umzusetzen, muss die Ausbaugeschwindigkeit erheblich gesteigert werden. Bereits in der Vergangenheit gab es bei geringeren Ausbauvolumina häufig Verzögerungen, die zu regelmäßigen Anpassungen der Zeitpläne führten. Die Inbetriebnahme der Projekte verzögerte sich dabei oft um mehrere Jahre (BMWK 2022b). Diese Verzögerungen hatten auch Auswirkungen auf den Ausbau der Verteilnetze (BMWK 2022a).

Aktuell gibt es erneut Verzögerungen beim Beginn der Genehmigungsverfahren und der Inbetriebnahme (BMWK 2024). Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) hat erste Maßnahmen zur Beschleunigung des Ausbaus eingeführt, wie vereinfachte Genehmigungsverfahren (BMWK 2024). Ob und wie diese Maßnahmen wirken, wird sich in der Praxis zeigen.

4. Investitionsbedarfe bei Verteilnetzen

Durch die hohe Komplexität und die Vielzahl der Akteure ist die Schätzung der Investitionsbedarfe bei den Verteilnetzen mit höheren Unsicherheiten versehen als die Schätzungen für die Übertragungsnetze. Im Gegensatz zu den vier ÜNB wird das Verteilnetz von ca. 865 VNB betrieben, die für ihre jeweilige Region zuständig sind. Die größeren VNB (> 100.000 Kunden) müssen, wie eingangs erläutert, alle zwei Jahre einen Netzausbauplan veröffentlichen.

Zur Schätzung der Investitionsbedarfe der VNB bis 2045 greifen wir auf eine eigene Auswertung der Netzausbaupläne zurück, die die großen

VNB mit mehr als 100.000 Kunden offenlegen mussten. Dabei werden die Angaben bis 3. Oktober 2024 beachtet. Da nur ein Teil der VNB diese Pläne veröffentlichen musste und zudem Informationen auf Niederspannungsebene auch bei veröffentlichungspflichtigen VNB fehlen, benutzen wir die in den Berichten angegebenen Durchschnittskosten für den Netzausbau und verrechnen diese mit den Erweiterungs- und Erneuerungsbedarfen auf den unterschiedlichen Spannungsebenen, wie sie vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) und Verband der Elektro- und Digitalindustrie (ZVEI) ermittelt wurden. Ergänzend verweisen wir auf die Studie durch die ef.Ruhr (2024), deren Bedarfsschätzung deutlich höher liegt.

4.1 Netzentwicklungspläne im Verteilnetz

Dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) zufolge sind alle VNB in Deutschland, die mehr als 100.000 Kunden bedienen, verpflichtet, unter Einbezug der ÜNB ein Regionalszenario für ihre Planungsregion (Nord, Ost, Mitte, West, Südwest und Bayern)⁶ zu erstellen. In diesem Szenario schätzen die VNB, wie viele zusätzliche Anschlüsse und welche Einspeisung oder Ausspeisung sie in den kommenden Jahren erwarten. Basierend darauf müssen sie alle zwei Jahre (erstmal zum 30. April 2024) einen Netzausbauplan für ihr Versorgungsgebiet veröffentlichen. Diese sind aber nicht verbindlich für die weitere Planung. In diesen Ausbauplänen präsentieren die VNB die prognostizierte Entwicklung ihrer Verteilungsaufgabe bis 2045, einschließlich der notwendigen Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung, Erneuerung und Erweiterung des Netzes sowie die damit verbundenen Investitionskosten.

Die Netzausbaupläne der VNB beschreiben dabei Maßnahmen für den Zeitraum bis 2028 sowie für die Zeiträume 2029 bis 2033 und 2034 bis 2045 und decken die unterschiedlichen Netzebenen von Hoch- bis Niederspannung ab, wobei das Jahr 2045 als Ziel für Klimaneutralität eine zentrale Rolle spielt. Diese 81 VNB stellen zwar nur einen Bruchteil der mehr als 865 VNB in Deutschland dar, decken jedoch durch ihre Größe etwa drei Viertel des Verteilnetzes ab und tragen Verantwortung für nahezu das gesamte Hochspannungsnetz sowie etwa 80 Prozent des Mittel- und Niederspannungsnetzes (BNetzA 2023a).

Eine Analyse der veröffentlichten Netzausbaupläne dieser 81 VNB zeigt, dass die darin angegebenen Investitionsbedarfe bis 2045 bei

⁶ West umfasst in Teilen die Bundesländer Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen, Hessen, Rheinland-Pfalz, Saarland und Bayern. Nord umfasst Hamburg und Schleswig-Holstein. Ost umfasst in Teilen die Bundesländer Berlin, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen sowie Hamburg. Zu Mitte gehören VNB, die Netze innerhalb der Bundesländer Niedersachsen, Hessen, Nordrhein-Westfalen und Bremen betreiben. Südwest umfasst Baden-Württemberg. Die Region Bayern umfasst weitgehend das Bundesland Bayern.

224 Milliarden Euro liegen. Der Großteil dieser Investitionen konzentriert sich auf die Planungsregionen Bayern, West und Ost (siehe Tabelle 2). Etwa zwei Drittel der Investitionen fließen in Leitungen auf Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene, während ein Drittel für Anlagen wie Umspannwerke und Ortsnetzstationen vorgesehen ist. Bis 2045 besteht ein Aus- und Umbaubebedarf für das Hochspannungsnetz von ca. 43.000 km, für das Mittelspannungsnetz von 269.000 km und das Niederspannungsnetz von ca. 226.000 km, wobei der größte Teil der Investitionen auf die Hoch- und Mittelspannungsebene entfällt.

Die Investitionsbedarfe lassen sich dabei, ähnlich wie die Investitionen der Übertragungsnetze, auf unterschiedliche Zeiträume herunterbrechen. Um den ermittelten Gesamtbedarf von 224 Milliarden Euro bis 2045 zu decken, werden demnach bis 2028 jährlich durchschnittliche Investitionen von 13,5 Milliarden Euro benötigt, 13 Milliarden Euro bis 2033 und 7,6 Milliarden Euro von 2034 bis 2045. Wie bei den Übertragungsnetzen würde sich aus den Angaben der VNB zunächst ein erheblicher Anstieg über das kommende Jahrzehnt ergeben, bevor die Investitionsbedarfe hintenraus wieder sinken.

Tabelle 2: Investitionen in die Verteilnetze gemäß Netzausbauplänen
in Mrd. Euro und in %

2023-2045, insgesamt		Davon (in %):				
Region	Investitionen (in Mrd. €)	Hochspannung	Hochspannung/Mittelspannung	Mittelspannung	Mittelspannung/Niederspannung	Niederspannung
Bayern	50	29	17	23	13	18
Mitte	19	11	25	32	13	19
Nord	15	32	18	24	12	14
Ost	59	36	27	18	10	9
Südwest	36	15	20	34	7	24
West	45	24	17	21	18	20
Summe	224	26	21	24	12	17

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der Netzausbaupläne.



Allerdings ist es wahrscheinlich, dass die aus den Netzausbauplänen der VNB ermittelten Bedarfe die erwartbaren tatsächlichen Investitionsbedarfe merklich unterschätzen. Vor allem auf der Niederspannungsebene

wird ersichtlich, dass die angegebenen Investitionsbedarfe im Vergleich zur Hoch- und Mittelspannungsebene sehr gering sind – insbesondere wenn berücksichtigt wird, dass die bestehende Stromkreislänge auf Niederspannungsebene in etwa doppelt bis dreimal so lang ist wie auf Mittelspannungsebene (BNetzA 2023b).

Zwei Gründe erklären, weswegen die obigen Bedarfsschätzungen wahrscheinlich zu gering sind: Erstens werden die Angaben zur Niederspannungsebene zwar von der BNetzA abgefragt, doch sie sind nach § 14d EnWG nicht gefordert. Zahlreiche VNB haben auch keine oder sehr geringe Angaben zur Niederspannungsebene getätigt – auch weil diese schwer schätzbar sind. Zweitens sind die nicht-veröffentlichungspflichtigen VNB (unter 100.000 Kunden) nicht in der Auswertung enthalten – und dies sind eben jene Akteure, die vor allem auf der Niederspannungsebene agieren.

4.2 Eigene Schätzung der Investitionsbedarfe

Das obige Verfahren liefert wahrscheinlich zu geringe Zahlen für die Bedarfe, weil der Aus- und Umbaubebedarf im Niederspannungsbereich merklich unterschätzt wird. Wir verbinden daher unsere Schätzung der durchschnittlichen Kostensätze für den Netzausbau für die verschiedenen Ebenen mit den physischen Erweiterungs- und Erneuerungsbedarfen der Verteilnetze, die vom BDEW und ZVEI erstellt wurden.

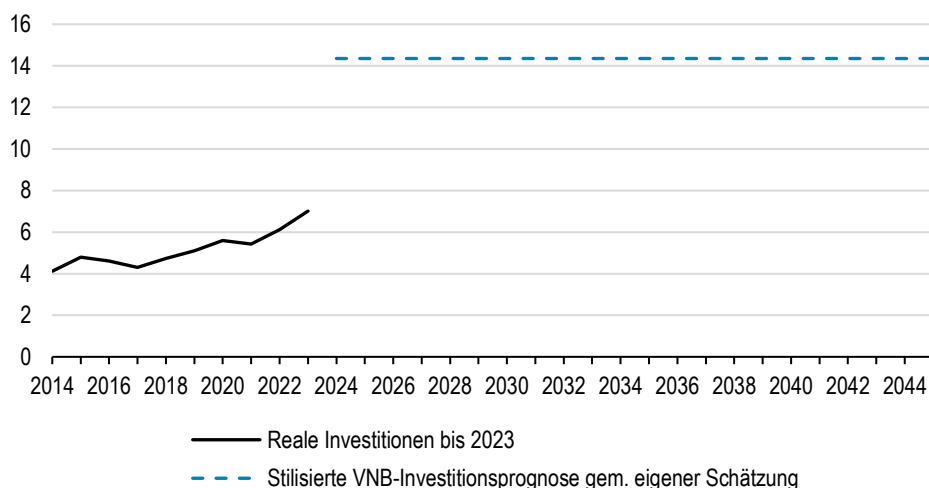
Beide Branchenverbände schätzen die Bedarfe auf 34.500 km im Hochspannungsbereich, 262.200 km auf der Mittelspannungs- und 526.000 km auf der Niederspannungsebene. Im Vergleich zu den Angaben der VNB-Berichte sind die physischen Bedarfe auf Niederspannungsebene damit nahezu doppelt so hoch, während wir im Mittelspannungsbereich eine ähnliche Größenordnung vorfinden und die Bedarfsschätzung im Hochspannungsbereich etwas geringer ausfällt.

Wenn wir die von den Branchenverbänden geschätzten physischen Bedarfe mit den von uns ermittelten Durchschnittskosten der VNB aus den Netzausbauplänen verrechnen, kommen wir auf einen Investitionsbedarf von 323 Milliarden Euro bei den Verteilnetzen. Dieser Wert liegt ähnlich hoch wie der Investitionsbedarf beim Übertragungsnetz.

Abbildung 3 zeigt die bisherigen sowie die geschätzten zukünftigen jährlichen Investitionen in die Verteilnetze. Die verfügbaren Zahlen aus den Monitoringberichten der BNetzA unterstreichen, dass die durchschnittlich getätigten Investitionen der VNB zwischen 2014 und 2022 mit 5,2 Milliarden Euro pro Jahr zwar über den 4,1 Milliarden Euro der ÜNB lagen, dies aber dennoch mehr oder weniger in einem vergleichbaren Rahmen bleibt.

Die Abbildung enthält ebenfalls unsere Schätzung zu den prognostizierten Investitionen. Hinsichtlich der prognostizierten Investitionen in die Verteilnetze haben wir eine gleichmäßige Verteilung der Investitionen über die relevanten Zeiträume hinweg angenommen. Unsere Schätzungen liegen mit einem durchschnittlichen, jährlichen Investitionsvolumen von 14,4 Milliarden Euro bis 2045 weit über den etwa 7 Milliarden Euro aus dem Jahr 2023 – die relativ zu den Vorjahren bereits deutlich höher ausfielen. Ähnlich wie im Falle der Übertragungsnetze braucht es somit eine massive und rapide Ausweitung der Investitionen, um die Ausbauziele zu erreichen – konkret einen Anstieg um rund 100 Prozent im Vergleich zu 2023.

Abbildung 3: Jährliches Investitionsvolumen in die Verteilnetze
in Mrd. Euro, reale Preise von 2023



Quellen: Eigene Berechnungen und BNetzA (2023b).



4.3 Potenzielle Kostenrisiken der Verteilnetze

Die Kostenrisiken für die VNB ähneln denen der ÜNB. Da die Schätzungen der VNB auf bisherigen Erfahrungswerten basieren, können sich die Kosten selbst innerhalb einzelner Planungsregionen für ähnliche Maßnahmen deutlich unterscheiden, was wiederum die Validität der Schätzungen beeinträchtigt. Andererseits können unvorhergesehene Preissteigerungen für Betriebsmittel wie Transformatoren und Leitungen die Gesamtkosten der Projekte schnell erhöhen. Viele VNB geben in ihren Netzausbauplänen zudem an, dass es durch Personal- und Materialengpässe

oder Verzögerungen bei vorgelagerten Netzebenen (wie den Höchstspannungsnetzen der ÜNB) zu Verzögerungen beim Netzausbau kommen kann, was ebenfalls ein Kostenrisiko darstellt.

Auch bei den Investitionskostenangaben der VNB in den Netzausbauplänen sind einige Aspekte zu berücksichtigen, die eine gewisse Unsicherheit hinsichtlich der Robustheit der Schätzungen mit sich bringen. Die Maßnahmen der VNB wurden zwar an die BNetzA gemeldet, jedoch bisher nicht validiert, sodass in der Praxis Abweichungen zu den angegebenen Maßnahmen und Kosten wahrscheinlich sind.

Verwendet man zur Schätzung der Investitionsbedarfe einen anderen methodischen Ansatz, so können die Kosten auch deutlich höher ausfallen. Beispielsweise hat die ef.Ruhr (2024) für ihre Schätzung nicht auf die Netzausbaupläne zurückgegriffen, sondern einen bilanziellen Ansatz genutzt. Ausgehend von Prognosen zum Ausbau erneuerbarer Energien gemäß dem Szenario B des NEP 2037/2045 sowie eigenen Einschätzungen zur Elektrifizierung von Gebäuden und Verkehr wurden Szenarien für die Bundesländer erstellt. Diese Szenarien stellen den aktuellen und zukünftigen Stromverbrauch sowie die Stromproduktion dar.

Auf dieser Basis wurden die Bestandsleistung und das Ausbauziel der Gemeindeebene in Form von vereinfachten Siedlungsstrukturen (städtisch, halbstädtisch und ländlich) und den Verteilnetzebenen (Hoch-, Mittel- und Niederspannung) zugeordnet. Um den zukünftigen Netzbedarf unter Berücksichtigung zusätzlicher Belastungen außerhalb des Normalbetriebs zu bestimmen, wurden sogenannte auslegungsrelevante Fälle verwendet, die in der Netzplanung als Worst-Case-Fälle genutzt werden.

Hierbei wird angenommen, dass alle Verbraucher:innen maximale Leistung beziehen, während die Anlagen der erneuerbaren Energien keinen Ertrag liefern (Starklast-Fall). Im zweiten Fall würden alle Erzeuger (insbesondere die Erneuerbaren) hohe Leistung einspeisen, während nur ein geringer Leistungsbezug vorliegt (Rückspeise-Fall). Auf Basis dieser Mehrbelastung wurde die benötigte Anzahl an Betriebsmitteln (z.B. Anlagen und Leitungen) für das gesamte Netzgebiet berechnet. Diese Betriebsmittel wurden dann zu marktüblichen Preisen aggregiert, um die Gesamtkosten zu ermitteln.

Im Vergleich zu einer detaillierten Schätzung auf Haushaltsebene oder für spezifische Regionen ist der bilanzielle Ansatz der ef.Ruhr etwas grober. Aspekte wie der Aufbau von Redundanzen und Netzreserven⁷ wurden zunächst nicht berücksichtigt. Dadurch entsteht eine Lücke zwi-

⁷ Für gewöhnlich werden Redundanzen im Netz aufgebaut, um die Belastung von Stromleitungen zu reduzieren, wodurch der Ausbau steigt, aber die Belastung für die einzelnen Leitungen sinkt. Die vorhandene Netzreserve im Netz bleibt im Netz bestehen. Es werden aber keine neuen Reserven gebaut. Normalerweise wird das Netz bereits ausgebaut oder verstärkt, wenn Leitungen 50-60% ausgelastet sind.

schen dem errechneten Ausbau und dem erwarteten tatsächlichen Ausbaubedarf. Um diese Differenz zu adressieren, wurde der errechnete Ausbaubedarf in der ef.Ruhr-Studie mit dem Faktor 2 – einem Erfahrungswert aus verschiedenen Studien – multipliziert.

Für die Hochspannungsebene schätzt die ef.Ruhr (2024) auf diese Weise einen Investitionsbedarf von 79 Milliarden Euro, für die Umspannung von Hoch- auf Mittelspannung 85 Milliarden Euro, für die Mittelspannungsebene 107 Milliarden Euro, für die Umspannung von Mittel- auf Niederspannung 67 Milliarden Euro und für die Niederspannungsebene 93 Milliarden Euro. Insgesamt ergibt sich so bis 2045 ein Investitionsvolumen von etwa 431 Milliarden Euro für die Verteilnetze.

Trotz der Unsicherheiten, die mit allen Schätzverfahren einhergehen, wirken die Angaben der ef.Ruhr (2024) im Vergleich zu den Berichten der VNB relativ hoch, was mit der Berechnungsmethode des tatsächlich erwartbaren Ausbaubedarfs zusammenhängen kann. Das könnte tendenziell für eine Überschätzung sprechen.

5. Fazit

Die Dekarbonisierung der deutschen Wirtschaft erfordert bis 2045 einen massiven Aus- und Umbau der Stromnetze, um den steigenden Bedarf an erneuerbaren Energien und die Elektrifizierung von Verkehr, Industrie und Gebäuden zu bewältigen. Auf Basis der verfügbaren und von uns getätigten Schätzungen der Investitionsbedarfe bis 2045 gehen wir von etwa 328 Milliarden Euro für die Übertragungsnetze und 323 Milliarden Euro für die Verteilnetze aus. Dies läuft auf benötigte Gesamtinvestitionen von circa 651 Milliarden Euro hinaus.

Die Schätzungen für die Übertragungsnetze beruhen auf den Erfahrungswerten der ÜNB bzw. VNB und den Ausbauzielen, die im NEP 2037/2045 festgehalten werden. Der NEP 2037/2045 beruht auf drei verschiedenen Szenarien mit verschiedenen Elektrifizierungs- und Wasserstoffverbrauchsgraden, die kurzfristig unterschiedliche Bedarfe, langfristig jedoch ähnliche Investitionssummen zeigen. Prinzipiell zeigen die Pläne, dass die ÜNB vor allem die großen Nord-Süd-Achsen stärken müssen, um den Strom aus erneuerbaren Energien, der im Norden erzeugt wird, in die industriellen Zentren im Süden zu transportieren. Gleichzeitig gewinnen durch den Ausbau der Photovoltaikanlagen im Süden auch Süd-Nord-Verbindungen an Bedeutung.

Die Schätzungen für die Verteilnetze beruhen auf eigenen Auswertungen der Netzausbaupläne, die die großen VNB mit mehr als 100.000 Kunden offenlegen mussten. Da nur ein Teil der VNB diese Pläne veröffentlichten musste und zudem Informationen auf Niederspannungsebene

fehlen, benutzen wir die in den Berichten angegebenen Durchschnittskosten für den Netzbau und verrechnen diese mit den Erweiterungs- und Erneuerungsbedarfen auf den unterschiedlichen Spannungsebenen, wie sie vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) und Verband der Elektro- und Digitalindustrie (ZVEI) ermittelt wurden.

Die Umsetzung des Netzausbaus ist sowohl für ÜNB als auch VNB mit erheblichen Risiken behaftet, darunter steigende Rohstoffpreise, Engpässe bei kritischen Komponenten wie Transformatoren, dem Ausbau von erneuerbaren Energien und Flexibilitäten im Netz sowie mögliche Verzögerungen in den Genehmigungsverfahren. Diese Faktoren könnten die geplanten Kosten unter Umständen weiter in die Höhe treiben und das Tempo des Ausbaus bremsen. Zudem besteht ein Fragezeichen, ob die derzeitigen Annahmen zum Beispiel zur Flexibilisierung des Netzes ausreichen werden, um zukünftige Bedarfe tatsächlich abzudecken. Angesichts dieser Unsicherheiten ist ein beschleunigter, strategisch koordinierter Netzausbau unabdingbar, um die Ziele der Energiewende in Deutschland zu erreichen und eine klimaneutrale Stromversorgung bis 2045 zu gewährleisten.

Vor dem Hintergrund der Debatten um hohe und steigende Energiekosten muss berücksichtigt werden, wie die Kosten für Endverbraucher:innen reduziert werden können. In einem Folgepapier analysieren wir die Implikation der Kosten des Netzausbaus für Netzentgelte und Strompreise und Strategien zur Reduktion der Energiekosten für Endverbraucher:innen.

Literatur

50hertz / Amprion / TenneT / TransnetBW (2023): Netzentwicklungsplan Strom 2037 / 2045 (2023), Dortmund, Bayreuth, Berlin, Stuttgart. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-04/NEP_2037_2045_V2023_Anhang_2E_Aktualisierung_April_2024.pdf, aufgerufen am 12.09.2024.

Ariadne (2021): Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 Szenarien und Pfade im Modellvergleich, Potsdam. https://ariadneprojekt.de/media/2021/10/Ariadne_Szenarienreport_Oktober2021_corr0222_corr0524.pdf, aufgerufen am 09.09.2024.

BDEW – BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. / ZVEI – ZVEI e. V. Verband der Elektro- und Digitalindustrie (2024): Für ein zukunftsfähiges Stromnetz: BDEW und ZVEI ermitteln Technologiebedarfe fürs Stromnetz bis 2045, Berlin. https://www.bdew.de/media/documents/Quantifizierung_der_Technologiebedarfe_in_deutschen_Verteilnetzen_BDEW-ZVEI.pdf, aufgerufen am 16.10.2024.

BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2024): VNBdigital. <https://www.vnbdigital.de/>, aufgerufen am 24.09.2024.

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022a): Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022, Berlin. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/ZustandAusbauVerteilernetze2022.pdf?__blob=publicationFile&v=1, aufgerufen am 12.09.2024.

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022b): Eröffnungsbilanz Klimaschutz, Berlin. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220111_eroeffnungsbilanz_klimaschutz.pdf?__blob=publicationFile&v=1, aufgerufen am 12.09.2024.

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023): Unsere zukünftige Stromversorgung. Die 10 Handlungsfelder der Abteilung Strom des BMWK. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/10-handlungsfelder-der-abteilung-strom.html>, aufgerufen am 12.09.2024.

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024): Aktueller Stand des Netzausbaus (Übertragungsnetz), Berlin.

BNetzA – Bundesnetzagentur (2022): Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045, Bonn. https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Bedarfsermittlung/2037/SR/Szenariorahmen_2037_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile, aufgerufen am 14.09.2024.

BNetzA – Bundesnetzagentur (2023a): Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022, Bonn. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/ZustandAusbauVerteilernetze2022.pdf?__blob=publicationFile&v=1, aufgerufen am 12.09.2024.

BNetzA – Bundesnetzagentur (2023b): Monitoringbericht 2023, Bonn. <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf>, aufgerufen am 12.09.2024.

BNetzA – Bundesnetzagentur (2024a): Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für die Zieljahre 2037/2045. Drucksache 20/11584 , Bonn. https://data.netzausbau.de/2037-2023/NEP/NEP_2037_2045_Bestaetigung.pdf, aufgerufen am 12.09.2024.

BNetzA – Bundesnetzagentur (2024b): Energiemarkt aktuell: Netzengpassmanagement im Jahr 2023. <https://www.smar.de/page/home/topic-article/444/213590>, aufgerufen am 12.10.2024.

Bundesrechnungshof (2024): Bericht nach § 99 BHO zur Umsetzung der Energiewende im Hinblick auf die Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit der Stromversorgung, Berlin.

Bundesregierung (2024): Übertragungsnetz für Strom – Käufe durch den Bund. Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Victor Perli, Dr. Gesine Löttsch, Jörg Cezanne, weiterer Abgeordneter und der Gruppe Die Linke. <https://dserver.bundestag.de/btd/20/120/2012078.pdf>, aufgerufen am 12.09.2024.

ef.Ruhr (2024): Abschätzung der Netzausbaukosten und die resultierenden Netzentgelte für Baden-Württemberg und Deutschland zum Jahr 2045. Eine Kurz-Studie der ef.Ruhr GmbH, im Unterauftrag unterstützt durch das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI), Dortmund. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/04/2024_04_Abschlussbericht_Netzentgelte_BW_DE.pdf, aufgerufen am 12.09.2024.

Eurelectric / EY (2024): Grids for speed. https://powersummit2024.eurelectric.org/wp-content/uploads/2024/07/Grids-for-Speed_Report_FINAL_Clean.pdf, aufgerufen am 19.09.2024.

Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu und TU Berlin (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3, Berlin. https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS_Kurzbericht_final_v5.pdf.

IEA – International Energy Agency (2023): Electricity Grids and Secure Energy Transitions. Enhancing the foundations of resilient, sustainable and affordable power systems. IEA-Report. <https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions>, aufgerufen am 12.09.2024.

Kurmayer, N. (2024): Europe's looming power grid roadblock: Transformers. In: EURACTIV, 07.05.2024. <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/europes-electrifiers-say-their-time-has-come/>, aufgerufen am 12.09.2024.

Prognos / Öko-Institut / Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann, Berlin. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_231_KNDE2045_Langfassung_DE_WEB.pdf, aufgerufen am 12.09.2024.

Autorinnen und Autoren

Dr. Tom Bauermann – Referatsleitung Makroökonomie der sozial-ökologischen Transformation am Institut für Makroökonomie und Konjunkturforschung (IMK) in der Hans-Böckler-Stiftung, tom-bauermann@boeckler.de

Patrick Kaczmarczyk, PhD – Wissenschaftlicher Mitarbeiter (Postdoc) an der Universität Mannheim, patrick.kaczmarczyk@uni-mannheim.de

Prof. Tom Krebs, PhD – Professor für Makroökonomik und Wirtschaftspolitik an der Universität Mannheim, tkrebs@uni-mannheim.de

Impressum

Herausgeber

Institut für Makroökonomie und Konjunkturforschung (IMK) der Hans-Böckler-Stiftung, Georg-Glock-Str. 18,
40474 Düsseldorf, Telefon +49 211 7778-312, Mail imk-publikationen@boeckler.de

Die Reihe „IMK Studies“ ist als unregelmäßig erscheinende Online-Publikation erhältlich über:
https://www.boeckler.de/imk_5023.htm

Die in diesem Papier geäußerten Standpunkte stimmen nicht unbedingt mit denen des IMK oder der
Hans-Böckler-Stiftung überein.

ISSN 1861-2180



Dieses Werk ist lizenziert unter der Creative Commons Lizenz:
Namensnennung 4.0 International (CC BY).

Diese Lizenz erlaubt unter Voraussetzung der Namensnennung des Urhebers die Bearbeitung, Vervielfältigung und Verbreitung
des Materials in jedem Format oder Medium für beliebige Zwecke, auch kommerziell.

Den vollständigen Lizenztext finden Sie hier: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/legalcode.de>

Die Bedingungen der Creative Commons Lizenz gelten nur für Originalmaterial. Die Wiederverwendung von Material aus anderen
Quellen (gekennzeichnet mit Quellenangabe) wie z. B. von Abbildungen, Tabellen, Fotos und Textauszügen erfordert ggf. weitere
Nutzungsgenehmigungen durch den jeweiligen Rechteinhaber.
