consentec

Fraunhofer ISI

Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3

-Orientierungsszenarien-

Modul Stromnetze

Ort: Aachen

Datum: 16.10.2024

Status: Final

Impressum

Langfristszenarien 3

Projektleitung

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe
Dr. Frank Sensfuß, frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de

Consentec GmbH

Grüner Weg 1, 52070 Aachen
Dr. Christoph Maurer, maurer@consentec.de

Verantwortlich für den Inhalt des Textes

Tom Dröscher, droescher@consentec.de; Alexander Ladermann, ladermann@consentec.de; Christoph Maurer, maurer@consentec.de; Bernd Tersteegen, tersteegen@consentec.de; Max Wertenbruch, wertenbruch@consentec.de; Sebastian Willemsen, willemsen@consentec.de

Beteiligte Institute

Consentec GmbH

Grüner Weg 1, 52070 Aachen
Dr. Christoph Maurer, maurer@consentec.de (Administrative Leitung)

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe
Dr. Frank Sensfuß, frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de (Projektleitung)
Gerda Deac, gerda.deac@isi.fraunhofer.de (Projektmanagement)

ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg

Im Weiher 10, 69121 Heidelberg
Peter Mellwig, peter.mellwig@ifeu.de

Technische Universität Berlin

Straße des 17. Juni 135, 10623 Berlin
Prof. Dr. Joachim Müller-Kirchenbauer, jmk@er.tu-berlin.de

Verfasst im Auftrag von

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)

Scharnhorststr. 34-37, 10115 Berlin

Veröffentlicht

Webinar: Juli 2024, Bericht: Oktober 2024

Hinweise

Dieser Bericht einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autorinnen und Autoren gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr. Die Darstellungen in diesem Dokument spiegeln nicht notwendigerweise die Meinung des Auftraggebers wider.

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung 4

2 Ausbaubedarf für die Stromübertragungsnetze 6

2.1 Modellierungsansatz und wichtige Annahmen zum Netzausbau 6

2.2 Europäischer Übertragungsnetzausbau 10

2.3 Ausbaubedarf im deutschen Übertragungsnetz 12

3 Ausbaubedarf für die deutschen Stromverteilungsnetze 18

3.1 Modellierungsansatz 18

3.2 Ausbaubedarf in den deutschen Verteilungsnetzen 21

4 Investitionsbedarfe für die deutschen Stromnetze 25

4.1 Allgemeine Hinweise 25

4.2 Investitionsbedarfe für die deutschen Stromnetze 26

5 Zusammenfassung der Erkenntnisse 28

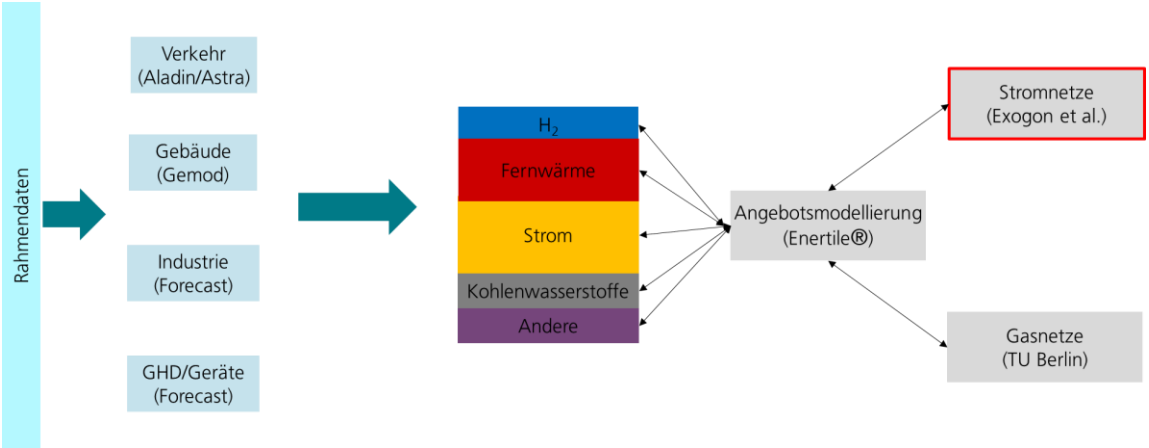
1 Einleitung

Im Projekt „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ (Langfristszenarien 3) werden im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz Szenarien für die zukünftige Entwicklung eines treibhausgasneutralen Energiesystems modelliert. Währen der Projektlaufzeit werden fortwährend neue Szenarien nach Maßgabe des Auftraggebers berechnet und veröffentlicht.

Die Modellierung umfasst das gesamte Energiesystem, also übergreifend die Erzeugung von Strom, Wärme und Wasserstoff sowie die Nachfrage nach Energie in den Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude und Geräte, wobei szenarienspezifisch ggf. keine Neuberechnung aller Sektoren erforderlich ist. Die Energieinfrastrukturen (Strom und Gase) werden ebenfalls mit modelliert. Im Fokus der Analyse steht dabei nicht die Entwicklung eines einzelnen "Leitszenarios", sondern die Untersuchung von unterschiedlichen Szenariowelten und -familien, um durch die vergleichenden Analysen Erkenntnisse über die Vor- und Nachteile alternativer Pfade für die Transformation des Energiesystems zu gewinnen.

Somit können Pfadabhängigkeiten und robuste Entwicklungen auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität identifiziert werden. Um die zunehmenden Wechselwirkungen zwischen den Sektoren adäquat zu erfassen, ist der Einsatz eines komplexen Modellverbunds nötig. Im Projekt Langfristszenarien 3 koppeln wir spezialisierte Sektormodelle für Gebäude, Industrie, GHD&Geräte, Energieangebot, Gasnetze und Stromnetze, um eine möglichst hohe Auflösung zu erreichen.

Abbildung 1: Modellverbund im Projekt



Die Szenarien O45-Strom und O45-H2 sind eine Weiterentwicklung der Szenarien T45-Strom bzw. T45-Strom* und des Szenarios T45-H2 der vorangegangenen Szenariorunden. Das Szenario O45-Strom untersucht einen Pfad Richtung Treibhausgasneutralität, der stark auf Stromnutzung und das Szenario O45-H2 einen Pfad Richtung Treibhausgasneutralität, der stark auf Wasserstoffnutzung setzt. Dabei fließen die aktuellen Entwicklungen und die Erkenntnisse der letzten Szenarien ein, um den Lösungsraum der Energiewende noch einmal zu beleuchten. Die Ränder des Lösungsraums werden dabei bewusst verkleinert.

Die wichtigsten Neuerungen für den Bereich der Stromnetze im Vergleich zu den T45-Strom*-Szenarien umfassen mehrere Aspekte. Das vorgegebene Startnetz berücksichtigt nun sowohl den Netzentwicklungsplan (NEP) 2037/2045 (V2023) als auch den Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2022. Zudem erfolgt die Kostenparametrierung basierend auf den Kostenschätzungen der

Übertragungsnetzbetreiber aus dem NEP 2037/2045 (V2023). Zusätzlich wurde die endogene Spitzenkappung vertieft, um Stunden mit einer Windeinspeisung mit über 20 % der installierten Leistung zu erfassen.

Dieses Berichtsmodul stellt die Methodik und die Ergebnisse für den Bereich Stromnetze für diese O45-Szenairen dar. Dabei wird sowohl die Entwicklung des Übertragungsnetzes wie auch der Verteilungsnetze betrachtet. Der Fokus liegt auf der Entwicklung der Stromnetzinfrastruktur in Deutschland, wobei auch Analysen zum gesamteuropäischen Stromübertragungsnetz durchgeführt und in diesem Berichtsmodul dargestellt werden.

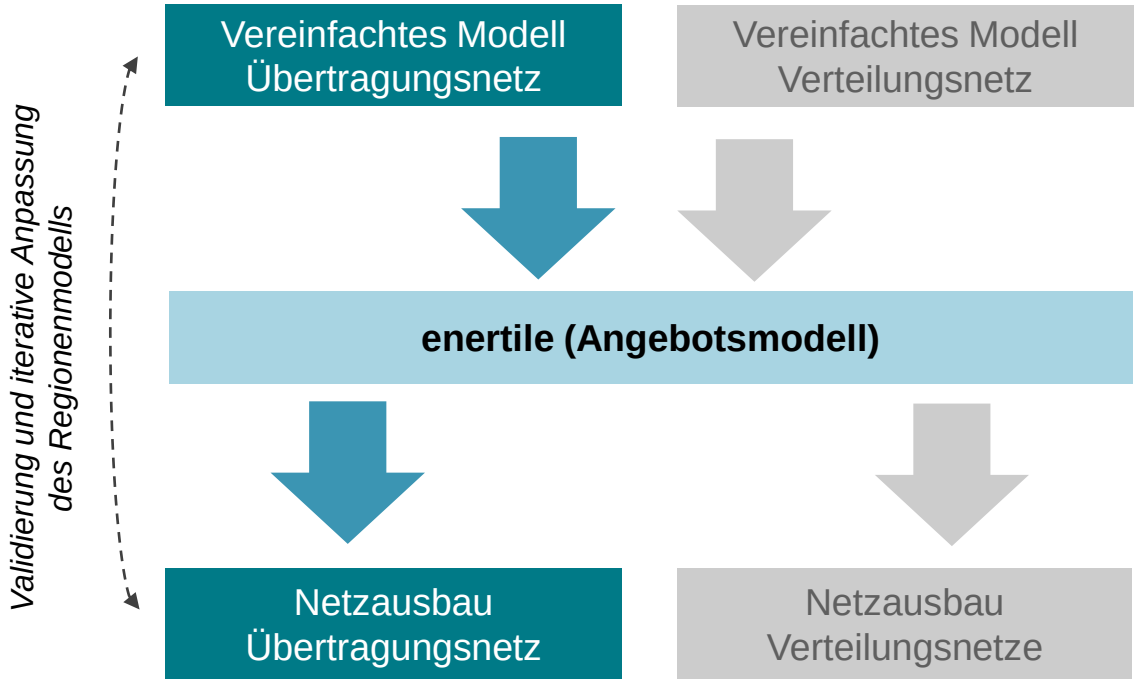
2 Ausbaubedarf für die Stromübertragungsnetze

2.1 Modellierungsansatz und wichtige Annahmen zum Netzausbau

Die Modellierung des eng vermaschten europäischen Übertragungsnetzes sowie im Detail insbesondere des deutschen Teils dieses Netzes verfolgt zwei Ziele:

- Zum einen soll erreicht werden, dass bereits in der Angebotsmodellierung die wesentlichen Kostenzusammenhänge zwischen den in der Angebotsmodellierung optimierten Investitions- und Dispatchentscheidungen und dem notwendigen Netzinfrastrukturbedarf abgebildet werden. Nur so kann in der Angebotsmodellierung tatsächlich ein Systemkostenoptimum ermittelt werden, das neben den Kosten von Erzeugungsanlagen auch die Kosten und die technischen Randbedingungen der Infrastruktur berücksichtigt.
- Zum anderen soll für jedes Szenario auf Basis der konkreten Investitions- und Dispatchentscheidungen des Angebotsmodells mit Fokus auf Deutschland im Detail ermittelt werden, wie sich die Anforderungen an das Stromübertragungsnetz entwickeln und welcher Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf daraus resultiert.

Abbildung 2: Überblick zur Verbindung der Übertragungsnetzmodellierung mit dem Angebotsmodell enertile



Quelle: Eigene Darstellung.

Für ersteres Ziel (Berücksichtigung von Kostenzusammenhängen im Angebotsmodell) kommt ein vereinfachtes Regionenmodell des europäischen Übertragungsnetzes zum Einsatz. Hierbei werden die grenzüberschreitenden Interkonnektoren als Verbindungen zwischen den Regionen ebenso abgebildet wie in vereinfachter Form auch die Verbindungen zum überregionalen Stromaustausch innerhalb Deutschlands. Letzteres Ziel (detaillierte Bewertung des deutschen Netzausbaubedarfs) wird erreicht, indem die Ergebnisse der Angebotsmodellierung in einen zeitlich und regional fein aufgelösten Datensatz mit Informationen zu Stromeinspeisungen und -entnahmen „übersetzt" und dann in ein leitungsscharfes Modell des europäischen Übertragungsnetzes eingesetzt werden. Der

Fokus liegt dabei auf dem deutschen Teil des europäischen Übertragungsnetzes. Das verwendete Netzmodell bildet neben dem deutschen Übertragungsnetz auch die Netze der elektrisch mit Deutschland direkt verbundenen Länder ab, d.h. insbesondere nicht nur die Interkonnektoren zu den deutschen „Stromnachbarn", sondern auch das Übertragungsnetz innerhalb der benachbarten Länder. Dies ist erforderlich, um in dem europäischen eng vermaschten Übertragungsnetz Lastflüsse korrekt zu ermitteln.

Mittels Lastflussberechnungen und (n-1)-Ausfallsimulationen werden dann Überlastungen der deutschen Übertragungsnetzleitungen identifiziert und notwendige Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen bestimmt. Zwischen dem vereinfachten Regionenmodell und dem detaillierten Netzmodell sind Rückkopplungen vorgesehen, um das Regionenmodell zu kalibrieren und die Zulässigkeit der rechentechnisch notwendigen Vereinfachungen zu prüfen und die Ergebnisse zu validieren (vgl. Abbildung 2).

Für alle in diesem Berichtsmodul vorgestellten Szenarien wurden bestimmte Annahmen bezüglich des Netzausbaus getroffen, die sowohl für das vereinfachte Regionenmodell wie auch für die detaillierte Ermittlung des Netzausbaus berücksichtigt wurden:

- Für den Zeitbereich bis und einschließlich des modellierten Betrachtungsjahres 2040 werden bestimmte Netzausbauvorhaben auf nationaler bzw. europäischer Ebene als sicher umgesetzt angenommen, da diese bspw. bereits heute im Bau befindlich sind oder ihre Umsetzung gesetzlich verankert ist. Dies entspricht in den Modellen einem Mindestnetzausbau. Für Deutschland sind dies die Onshore-Maßnahmen des von der Bundesnetzagentur am 01.03.2024 genehmigten NEP 2037/2045 (Version 2023). Wir gehen dabei von einer zeitgerechten Umsetzung aus, d. h. von einer planmäßigen Umsetzung der Projekte bis zu den Betrachtungsjahren 2025, 2030, 2035 und 2040 dieser Studie. Für den grenzüberschreitenden Netzausbau in Europa werden die im TYNDP 2022 der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) vorgesehenen Netzausbauvorhaben (mit Ausnahme von Projekten, deren Status als „Under Consideration" ausgewiesen ist) als Mindestnetzausbau „exogen" vorgegeben.
- Offshore-Maßnahmen werden gemäß des von der Bundesnetzagentur am 01.03.2024 genehmigten NEP 2037/2045 (Version 2023) umgesetzt. Die Kosten für die Netzanbindung von Offshore-Windparks bis in die Küstenregionen DE_01, DE_02 und DE_03 sind in der Modellierung als der Teil der Offshore Technologiekosten modelliert. Sie werden für die Kostenbilanzierung zur besseren Vergleichbarkeit mit dem NEP jedoch für die O-Szenarien dem Stromübertragungsnetz (Netzebene 1) zugeordnet und sind auch in den ausgewiesenen Netzlängen enthalten. Die veröffentlichten Kosten und Netzmengengerüste für frühere Szenarien enthalten die Offshore-Anbindung bis zu den Küstenregionen nicht.
- Für die Kostenbewertung des Übertragungsnetzausbaus werden Standardkosten herangezogen, wie sie für die Kalkulation der Projekte und Maßnahmen NEP 2037/2045 (Version 2023) von deutschen Übertragungsnetzbetreibern angewendet wurden. Um eine Vergleichbarkeit im gesamten geographischen Betrachtungsbereich der Angebotsoptimierung zu erreichen, werden diese Kostenansätze auch (insbesondere in Bezug auf die Netzkostenparametrierung im Optimiermodell Enertile) für das Ausland angewendet. Netzverluste und deren Kosten sind über die Modellierung in Enertile berücksichtigt.
- Beim Ausbau im Übertragungsnetz besteht grundsätzlich die Möglichkeit, diesen als Freileitung oder als Erdkabel auszuführen. Aufgrund der erheblichen Kostenunterschiede zwischen beiden Technologien würde bei einer Kostenoptimierung stets die Freileitung gewählt. Im Hinblick auf Akzeptanzfragen oder unter ökologischen Gesichtspunkten kann fall-

weise oder auch grundsätzlich dennoch eine Ausführung als Erdkabel erfolgen. Diese Aspekte sind in dem für diese Studie gewählten Kostenoptimierungsansatz aber nicht explizit abzubilden. Anstatt „vorhabenscharf" über den Ausbau als Freileitung oder Erdkabel zu entscheiden, unterstellen wir für die Ermittlung der Kosten des Übertragungsnetzausbaus daher pauschal einen Erdkabelanteil von 40 % für neue oder verstärkte Stromkreise. Bei der Annahme zum Erdkabelanteil handelt es sich um eine pauschale Annahme für den Zweck der Kostenermittlung. Sie ist nicht derart zu interpretieren, dass in der Studie angenommen würde, dass tatsächlich jedes Vorhaben mit einem entsprechenden Anteil verkabelt werde.

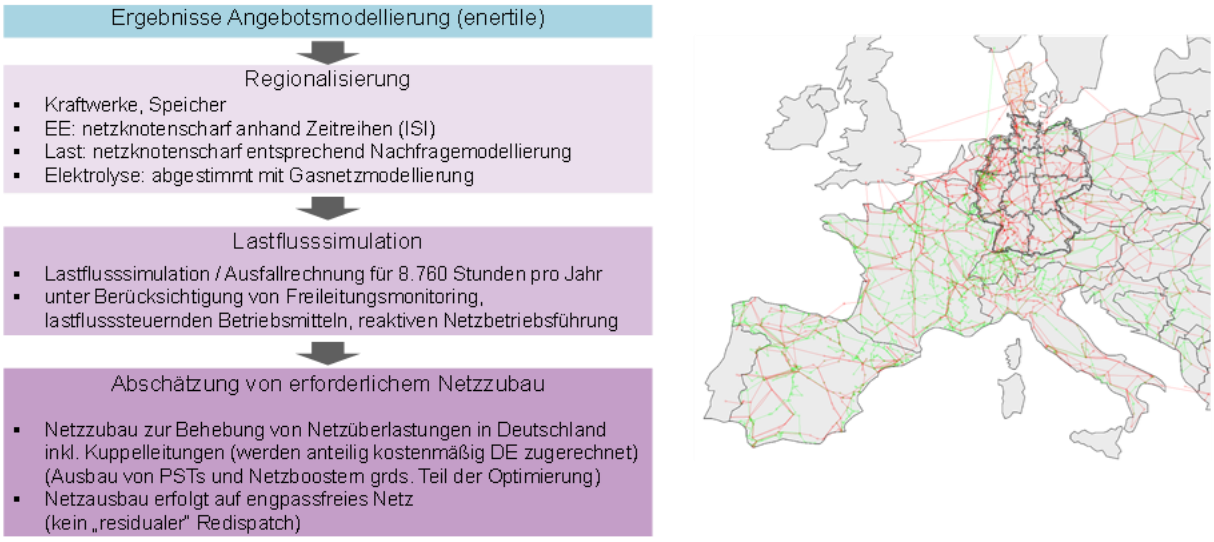
Mit dem oben bereits erwähnten **Regionenmodell** werden im Angebotsmodell Enertile Übertragungskorridore zwischen verschiedenen Regionen definiert, über die das Angebotsmodell Strom bis zu einer bestimmten Höhe (in GW) austauschen kann. Die Regionen entsprechen dabei i. W. den europäischen Ländern; für Deutschland wird im Hinblick auf den Fokus dieser Studie eine feinere Auflösung gewählt, so dass für Deutschland insgesamt zwölf Regionen (davon eine „Nordsee-Offshore-Zone") abgebildet werden (vgl. rechter Teil der Abbildung 3).[1] Im Vergleich zu den T45-Szenarien verwendet das Regionenmodell in Enertile nun 11+1 Regionen statt bisher 6+1 Regionen. Dies ermöglicht eine detailliertere Abwägung zwischen Netzausbau und anderen Freiheitsgraden bzw. Flexibilitäten sowie der Allokation von Dispatch- und Investitionsentscheidungen. Dabei werden insbesondere auch Dispatch-Entscheidungen und innerdeutsche Netzengpässe berücksichtigt. Der gewählte Schnitt orientiert sich an Last- und Erzeugungsschwerpunkten, um eine möglichst homogene Verteilung von Last und/oder Erzeugung innerhalb einer Region zu erreichen. Dies trägt zur Verringerung von Ringflüssen und innerregionalen Netzengpässen bei.

Die Angebotsoptimierung Enertile kann die maximalen Austauschkapazitäten in den Übertragungskorridoren zwischen Regionen ausbauen, wobei dafür Kosten anfallen. Ausgangspunkt für die Ausbaukosten sind die Länge der Übertragungskorridore (geschätzt anhand Entfernung der Regionenmittelpunkte) einerseits und sowie die spezifischen Technologiekosten für Stromnetze (s. oben) andererseits. Zusätzlich werden für die Kosten des Ausbaus der Austauschkapazitäten weitere wichtige Kostenzusammenhänge des realen Netzausbaus berücksichtigt. Insbesondere ist über das Regionenmodell abgebildet, dass die spezifischen Kosten des Netzausbaus (in EUR pro MW zusätzlicher Austauschkapazität) steigen, je mehr Netzausbau im entsprechenden Übertragungskorridor bereits erfolgt ist. Dies ergibt sich in der Realität dadurch, dass zunächst nur Grenzkuppelleitungen oder grenznahe Leitungen zur Erhöhung der Handelskapazität verstärkt werden müssen; für eine weiter zunehmende Erhöhung der Handelskapazitäten ist dann nach und nach auch ein Zubau im „Hinterland" erforderlich. Zudem ist berücksichtigt, dass mehr „Handel" an einer Grenze auch physikalische Flüsse über andere Grenzen erzeugt und dort ebenfalls Ausbaubedarf verursacht, d. h. die auszubauenden Längen hängen von der „Physik des Netzes" ab.

Nachstehende Abbildung 3 illustriert das Vorgehen bei der detaillierten Übertragungsnetzmodellierung, die im Anschluss an die Angebotsmodellierung erfolgt und die zum Ziel hat, die erforderlichen Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz abzuschätzen. Die Zonierung Deutschlands in elf Onshore-Zonen ist im rechten Teil der Abbildung erkennbar. Hinzu kommt eine Offshore-Zone in der deutschen Nordsee.

[1] Die Modellierung bildet damit im Sinne einer Gesamtsytemoptimierung ein Maß an regionaler Steuerung von Investitions- und Einsatzentscheidungen ab, die durch das heutige Strommarktdesign in dieser Form (noch) nicht ermöglicht wird. Sollte eine solche Steuerung (über Preissignale oder andere Instrumente) nicht realisiert werden, könnte ein höherer Netzausbaubedarf die Folge sein.

Abbildung 3: Vorgehen bei der detaillierten Übertragungsnetzmodellierung



Quelle: Eigene Darstellung.

Das Vorgehen besteht i. W. aus drei Schritten:

- Zunächst erfolgt ausgehend von den Ergebnissen der Angebotsmodellierung, die auf Ebene der Regionen des oben beschriebenen Regionenmodells vorliegen, eine weitergehende Regionalisierung der Stromerzeugungs- sowie speicheranlagen (und deren Einsatz) sowie der Stromnachfrage. Über diese Regionalisierung werden jedem Knoten des Übertragungsnetzes stündliche Stromeinspeisungen und -entnahmen für die jeweiligen Szenarien und Betrachtungsjahre zugeordnet. Diese Regionalisierung ist eng mit den anderen Modellen des in dieser Studie eingesetzten Modellverbunds verknüpft: So liefern bspw. die verschiedenen sektoralen Nachfragemodelle die Stromnachfrage in NUTS3-Auflösung (in Deutschland Landkreise / kreisfreie Städte) zu, was genutzt wurde, um die deutsche Stromnachfragezeitreihe weiter zu regionalisieren. In Bezug auf die Erzeugung aus EE-Anlagen werden netzknotenscharfe Zeitreihen aus dem hochaufgelösten Potentialdatensatz erzeugt, der – in Verbindung mit entsprechenden Wetterdatensätzen – auch Grundlage der Angebotsmodellierung ist. Die in Angebotsmodellierung vorgenommene Abregelungen wird innerhalb der elf deutschen Regionen verteilnetzdienlich regionalisiert und entsprechend im Übertragungsnetz berücksichtigt. Die Regionalisierung der Elektrolyseure und Wasserstoffkraftwerke erfolgt in Iteration mit der Modellierung der Gasnetze. Potentielle Standorte der Elektrolyseure und Wasserstoffkraftwerke müssen sich sowohl in räumlicher Nähe zum Wasserstofftransportnetz und Stromübertragungsnetz befinden, als auch die angeschlossenen Leistungen abtransportieren können, ohne zusätzliche Netzausbaubedarfe zu verursachen. Diese Heuristik erlaubt eine potenziell gesamtsystemdienliche Regionalisierung.
- Nach dieser Regionalisierung liegen für alle Szenarien und Betrachtungsjahre 8.760 stündliche Datensätze mit netzknotenscharfen Einspeisungen und Entnahmen vor, die dann Eingang in eine Lastfluss- und (n-1)-Ausfallsimulation finden. Unter Berücksichtigung eines flächendeckenden Freileitungsmonitorings sowie der netzbezogenen Optimierung lastflusssteuernder Betriebsmittel (Fahrweise von HGÜ-Leitungen und Stufung von Phasenschiebertransformatoren) und des Nutzens von sog. Netzboostern (als Element der reaktiven Netzbetriebsführung) werden mögliche Netzüberlastungen ermittelt, die sich ergeben, wenn das vorgegebene Startnetz mit den Stromeinspeise- und -entnahmeprofilen je Netzknoten „konfrontiert" wird.

- In einem dritten Schritt wird dann ermittelt, welche Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen erforderlich sind, um die ermittelten Überlastungen zu heilen. Dabei wird nach dem sog. NOVA-Prinzip (**N**etz-**O**ptimierung vor **V**erstärkung vor **A**usbau) ermittelt, welche Netzverstärkungen, z. B. in Form von einer Umrüstung bestehender 220-kV- auf 380-kV-Systeme oder der Umbeseilung auf Hochtemperaturleiterseile, oder Netzausbauten (vorzugsweise Zubeseilung in bestehenden Trassen) notwendig sind, um schließlich einen Netzzustand zu erreichen, in dem keine Netzüberlastungen mehr vorliegen. Der Ausbau von Phasenschiebertransformatoren und Netzboostern ist Teil dieser Ausbauoptimierung.

Ergebnis dieses Vorgehens ist eine Abschätzung in welchem Umfang und zu welchen Kosten das deutsche Übertragungsnetz[2] zur Umsetzung der betrachteten Szenarien ausgebaut und verstärkt werden muss. Dieses Vorgehen stellt keine explizite Netzplanung dar, wie sie z. B. im Rahmen des NEP der deutschen Übertragungsnetzbetreiber stattfindet, sondern dient insbesondere zur vergleichenden Bewertung der Szenarien im Hinblick auf ihre Wirkung auf die Stromnetze.

2.2 Europäischer Übertragungsnetzausbau

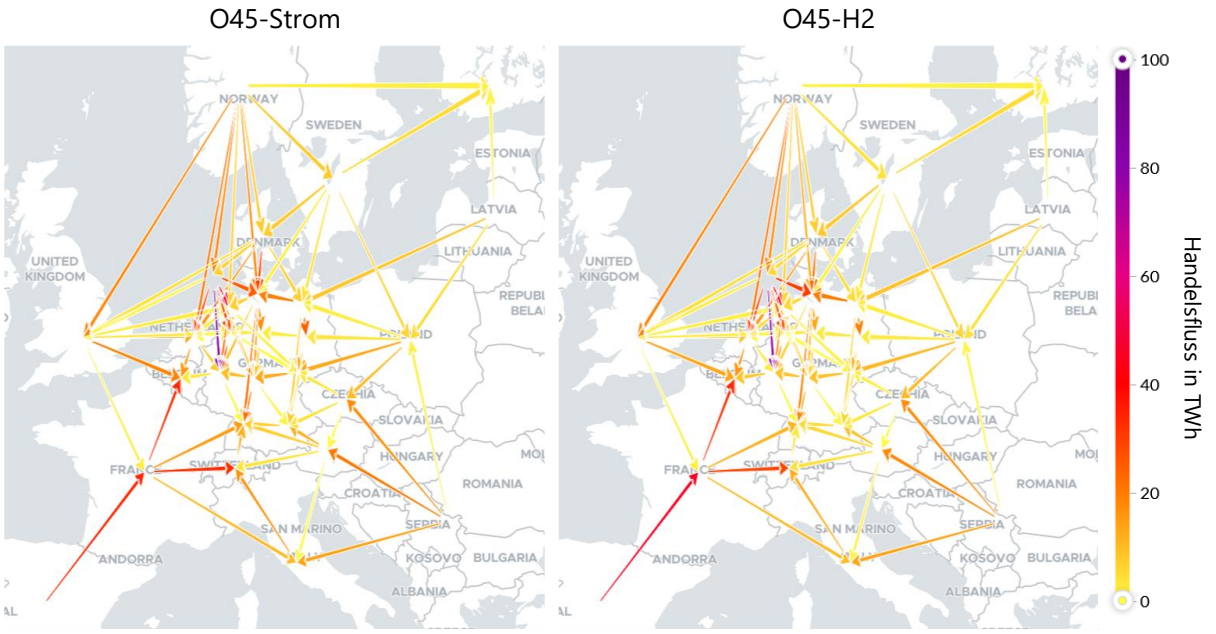
In diesem Abschnitt wird der Ausbaubedarf im europäischen Übertragungsnetz betrachtet. Dabei ist zu beachten, dass eine detaillierte Ermittlung des Ausbaubedarfs in den Übertragungs- und Verteilungsnetzen für die Langfristszenarien nur für Deutschland erfolgt. Aufgrund des gewählten Ansatzes zur Abbildung der Kostenwirkungen im Übertragungsnetz im Angebotsmodell Enertile mittels des eingangs beschriebenen Regionenmodells lassen sich aus den Ergebnissen aus Enertile aber durchaus Rückschlüsse auf die Größenordnung des europaweit erforderlichen Ausbaus der Übertragungsnetze ziehen.

Zunächst ist in der folgenden Abbildung 4 dargestellt, in welchem Umfang Strom zwischen den modellierten Regionen ausgetauscht wird. Die für das Betrachtungsjahr 2045 dargestellten Werte je Grenze sind jährliche Nettostromhandelsflüsse, d. h. Importe und Exporte je Grenze wurden miteinander verrechnet. Die Zahlenwerte sind direktes Ergebnis des Angebotsmodells.

In beiden Szenarien findet im Jahr 2045 in Zentraleuropa und somit in der unmittelbaren deutschen Nachbarschaft ein reger Stromhandel statt, der über die entsprechenden Netzkapazitäten und Interkonnektoren ermöglicht werden muss. Dabei sind die Strukturen der Stromhandelsflüsse der Szenarien sehr ähnlich und die Stromtransportachsen von den Rändern Europas nach Deutschland robust.

[2] Inkl. Kuppelleitungen, die hier hälftig dem deutschen Übertragungsnetz zugerechnet werden.

Abbildung 4: Nettostromhandelsflüsse in 2045 in den Szenarien (TWh)



Quelle: Eigene Darstellung.

Um diese Austausche quer durch Europa zu ermöglichen, müssen ausreichende Handelskapazitäten an den verschiedenen Grenzen zur Verfügung stehen, was entsprechenden Netzausbau erfordert. Mit zunehmender Handelskapazität ist dafür dann nicht mehr nur ein Ausbau der direkten Grenzkuppelleitungen, sondern zusätzlich auch des Stromnetzes innerhalb der durch die Handelskapazitäten verbundenen Länder / Regionen notwendig.

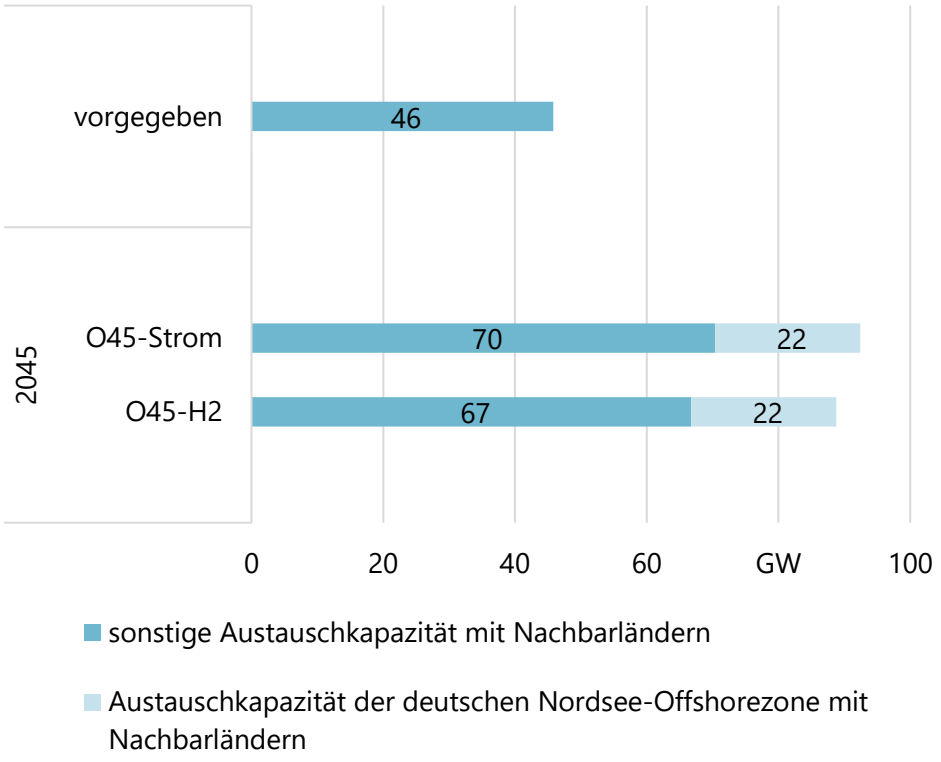
Weiterhin entstehen sehr starke Anbindungen an die Iberische Halbinsel auf der europäischen Süd-Achse sowie zum Vereinigten Königreich und zu den nordischen Ländern (Nord-Achse). Allgemein lässt sich hervorheben, dass der europäische Stromhandel auf sehr starken Süd-Nord-Korridoren stattfindet. Hintergrund ist die Versorgung mit Erneuerbarem Strom durch Photovoltaik und CSP (eher aus dem Süden) und Wind an Land und auf See (eher aus dem Norden), welche sich in Bezug auf intertemporale Erzeugungsunterschiede (Tag-Nacht sowie intersaisonal) gegenseitig ergänzen. Speziell für Deutschland gilt, dass große Mengen an Importen und Transiten von Strom stattfinden.

Innerhalb Deutschlands entstehen ebenfalls starke Nord-Süd Verbindungen, weil die Stromerzeugung tendenziell eher im Norden stattfindet und der Strom nach Süden zu den Verbrauchsschwerpunkten transportiert werden muss.

Schließlich folgt mit Abbildung 5 eine erste Fokussierung auf die Entwicklungen für Deutschland, hier zunächst aus dem Blickwinkel des grenzüberschreitenden Stromaustauschs. Dargestellt ist die Entwicklung der Austausch-/Handelskapazitäten Deutschlands mit elektrisch verbundenen Nachbarländern im Jahr 2045 im Szenarienvergleich und im Vergleich zum Betrachtungsjahr 2040. Die grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten Deutschlands steigen bis 2045 auf 92 GW im O45-Strom und 89 GW im O45-H2 an. Dies hat sich in vorgelagerten Energieangebotsoptimierung als gesamtsystemisch kostenoptimal erwiesen und bedeutet in etwa eine Verdopplung gegenüber dem im NEP 2037/2045 (Version 2023) erwarteten Ausbaustand für 2045 (46 GW). Allein dieser sehr erhebliche Zubau an Austauschkapazitäten lässt erwarten, dass ein signifikanter Netzausbau innerhalb Deutschlands bis zum Betrachtungsjahr 2045 notwendig sein wird. Weitere Analysen zeigen, dass die zusätzlichen Austauschkapazitäten nicht ausschließlich für Importe nach oder Exporte aus Deutschland benötigt werden. Teilweise dienen sie auch dem Transit für einen sehr großräumigen

europäischen Stromaustausch. Dabei ist aber zu beachten, dass im genannten Ausbau der Austauschkapazitäten in den O45-Szenarien jeweils 22 GW Offshore-Interkonnektoren enthalten sind, die sich in ihrer Wirkung auf den Netzausbau ggf. anders verhalten als sonstige Interkonnektoren.

Abbildung 5: Austauschkapazitäten* Deutschlands mit elektrisch verbundenen Nachbarländern in 2045 im Szenarienvergleich und im Vergleich zum Betrachtungsjahr 2040



*Austauschkapazitäten nicht direkt mit den heutigen Markt-Kapazitäten vergleichbar, da sie den auf das Angebotsmodell kalibrierten Austauschkapazitäten entsprechen

Quelle: Eigene Darstellung.

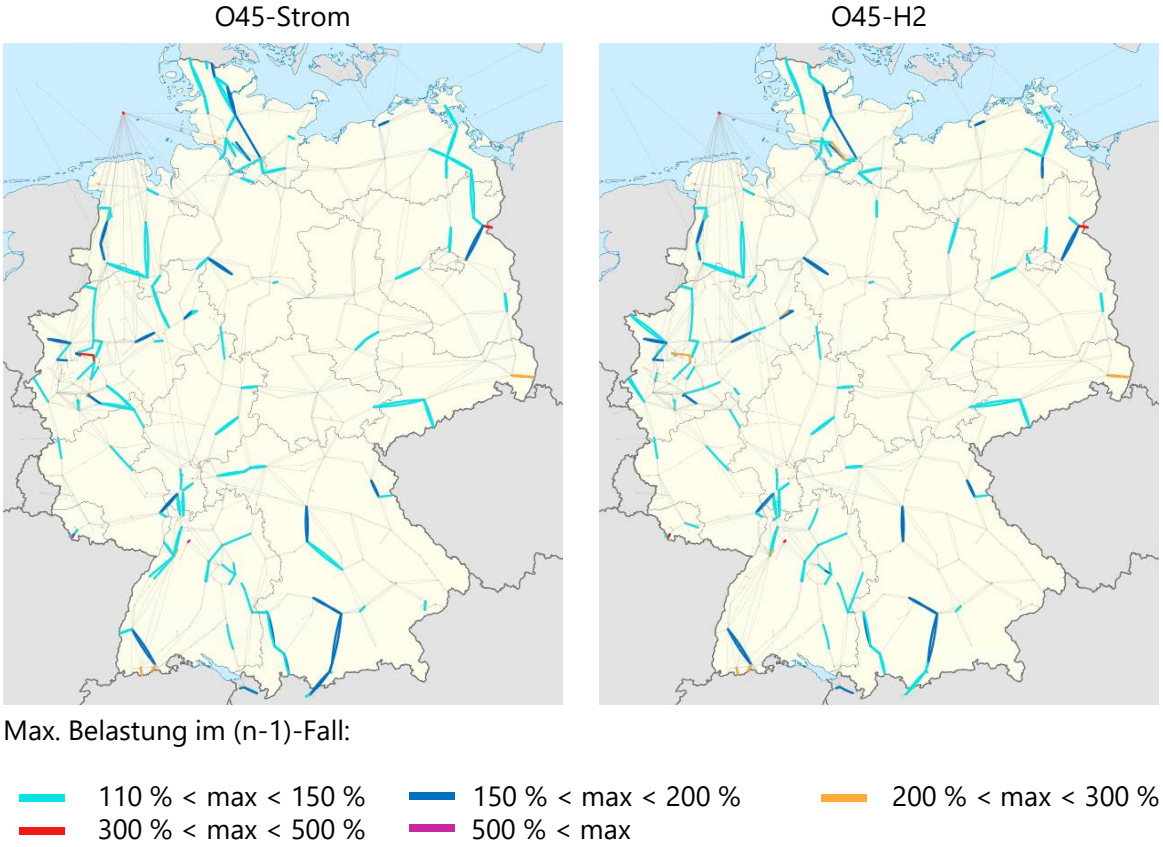
2.3 Ausbaubedarf im deutschen Übertragungsnetz

In diesem Abschnitt sind nun die Ergebnisse der detaillierten Analysen für das deutsche Übertragungsnetz dargestellt. Abbildung 6 zeigt zunächst die maximale (n-1)-Netzbelastung im deutschen Übertragungsnetz im Betrachtungsjahr 2045 im Szenarienvergleich vor weiterem Netzausbau gegenüber dem Startnetz 2040. Die dargestellten Netzüberlastungen sind dann durch zusätzliche Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen (einschließlich Zubau von Phasenschiebertransformatoren und Netzboostern) zu beheben, so dass im ausgebauten Zustand dann ein grundsätzlich engpassfreies Netz[3] entsteht.

[3] In unserem Modellierungsansatz wird kein strikt engpassfreies Netz gefordert. Um den Einfluss üblicher Modellunschärfen abzufangen, wird konkret gefordert, dass im ausgebauten Netz keine Leitungen mehr in über 20 Stunden mit mehr als 110% ausgelastet ist. Aus Gründen der besseren Lesbarkeit sprechen wir im Text dennoch von einem „engpassfreien Netz".

Zu beachten ist, dass der Ermittlung dieser Leitungsbelastungen bereits ein optimierter Einsatz von den spätestens ab 2040 gemäß Annahmen zum Startnetz verfügbaren HGÜ-Leitungen, Phasenschiebertransformatoren und Netzboostern zugrunde liegt. Auch wurde ein flächendeckendes Freileitungsmonitoring modelliert. Zusatzanalysen zeigen, dass diese Maßnahmen bzw. Netzbetriebsmittel allein bereits deutlich netzentlastend wirken.

Abbildung 6: Maximale (n-1)-Netzbelastung im deutschen Übertragungsnetz im Betrachtungsjahr 2045 im Szenarienvergleich vor weiterem Netzausbau gegenüber dem Startnetz 2040



Quelle: Eigene Darstellung.

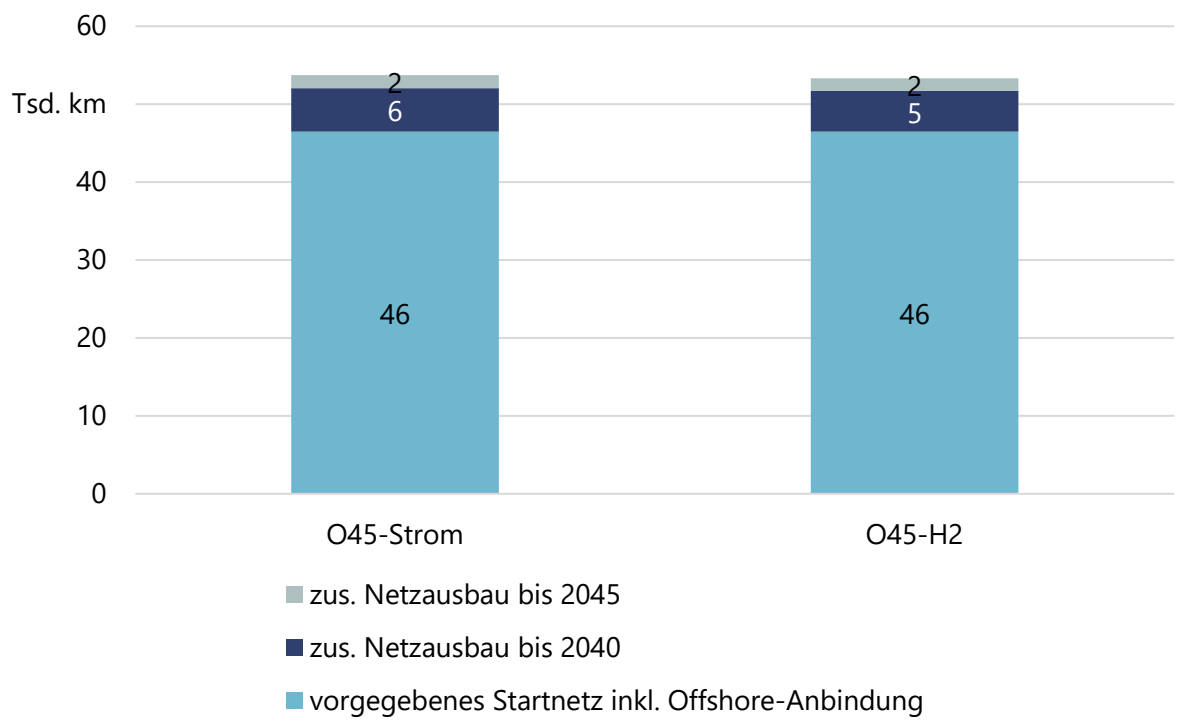
Abbildung 6 zeigt, dass in beiden Szenarien im Jahr 2045 trotz eines sehr umfangreichen Startnetzes Überlastungen sowohl an den Interkonnektoren als auch in deren Umfeld sowie einzelne regionale „Hot Spots" auftreten. Die verbleibenden Überlastungen in den O-Szenarien sind auf einen stärkeren Ausbau der Interkonnektoren im Vergleich zum genehmigten NEP 2037/2045, auf dem das Startnetz basiert, zurückzuführen. Diese liegen als Ergebnis des optimierenden Energieangebotsmodells im Szenario O45-Strom bei 92 GW und im Szenario O45-H2 bei 89 GW anstelle der im NEP angenommenen rd. 45 GW. Regionale Hot-Spots entstehen beispielsweise durch abweichende Lastverteilungen und die unterschiedliche Regionalisierung erneuerbarer Energien im Vergleich zum NEP.

Der zur Behebung der gezeigten Netzüberlastungen erforderliche Bedarf von Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz ist in Abbildung 7 im Szenarienvergleich dargestellt. Zusätzlich zu den dargestellten Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen bei

Stromleitungen, die sowohl den Ausbau von Drehstromleitungen als auch HGÜ-Leitungen umfassen, erfolgt in den Szenarien zusätzlich ein Zubau / Einsatz von Phasenschiebertransformatoren und Netzboostern.

Die Ergebnisse zeigen, dass das deutsche Übertragungsnetz bis 2045 in allen Szenarien über die Maßnahmen des bestätigten NEP 2037/2045 (V2023) (entspricht in dieser Studie dem Startnetz 2040) hinaus weiter verstärkt und ausgebaut werden. Im Vergleich zu früheren Szenarien enthalten die ausgewiesenen Netzlängen und Netzmengengerüste auch die Offshore-Anbindung bis zu den Küstenregionen. Die zusätzlich erforderlichen Maßnahmen übersteigen den bisher geplanten Ausbau um 6.800 bis 7.300 Stromkreis-km.

Abbildung 7: Ermittelte Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz bis zum Jahr 2045 im Szenarienvergleich

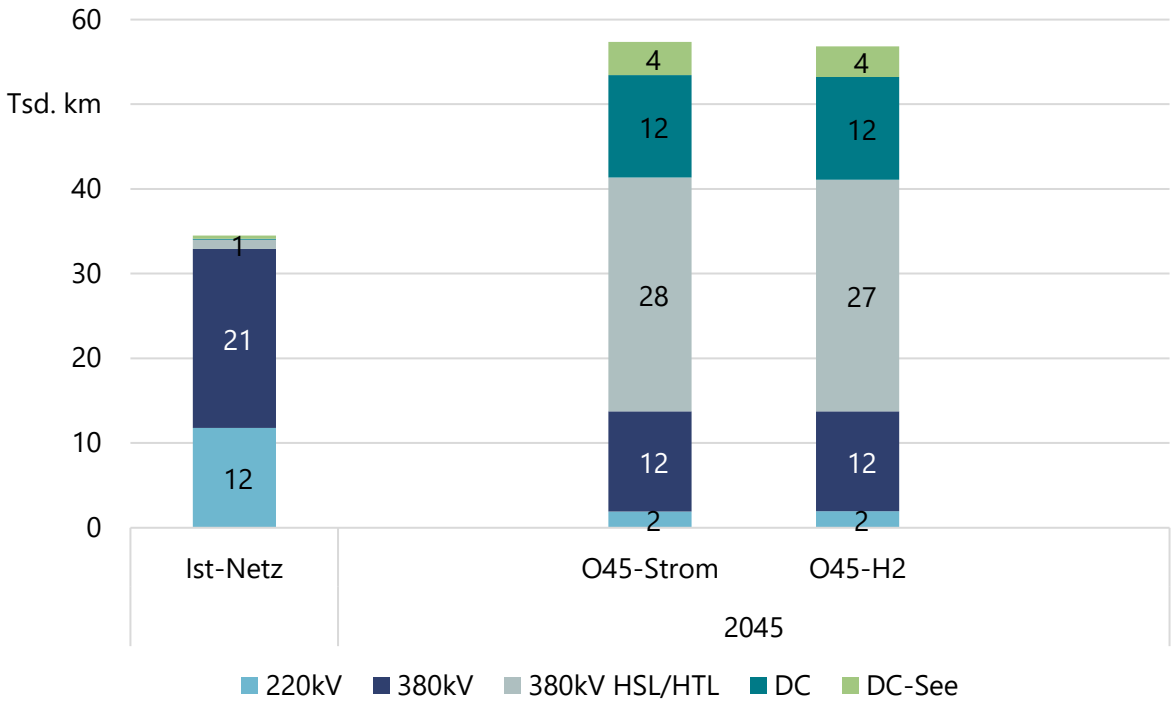


Quelle: Eigene Darstellung.

Wie bereits die in Abbildung 6 dargestellten maximalen Netzüberlastungen erwarten lassen, ist der Ausbaubedarf im Szenario O45-Strom etwas höher als im Szenario O45-H2. Von dem über das Startnetz hinaus erforderlichen Netzausbau fällt der mit Abstand größte Teil in allen Szenarien in der Dekade der 2030er Jahre an. Zusätzlich zum Ausbau von Stromleitungen erfolgt ein Ausbau von Phasenschieberstransformatoren (8-10 Stück bis 2045).

Wichtig bei der Interpretation der in Abbildung 7 dargestellten Zahlen ist die Tatsache, dass dort sowohl zusätzliche als auch verstärkte Stromkreiskilometer ausgewiesen sind. Es handelt sich bei diesen Zahlen also nur teilweise um zusätzliche Stromkreiskilometer. Zum Teil handelt es sich um Verstärkung bzw. Umrüstung bestehender Leitungen (Ersatzneubau). Wie in Abbildung 8 zu erkennen, steigt die gesamte Stromkreislänge im deutschen Übertragungsnetz (Netzmengengerüst) weniger stark als der in Abbildung 7 dargestellte Ausbau- und Verstärkungsbedarf. Der Umfang an auszubauen bzw. zu verstärkenden Leitungen liegt je nach Szenario bei bis zu 53.000 km. Die gesamte Stromkreislänge steigt jedoch nur von heute ca. 36 tkm um 22 tkm auf 58 Tsd. km im Jahr 2045.

Abbildung 8: Netzmengengerüst des deutschen Übertragungsnetzes



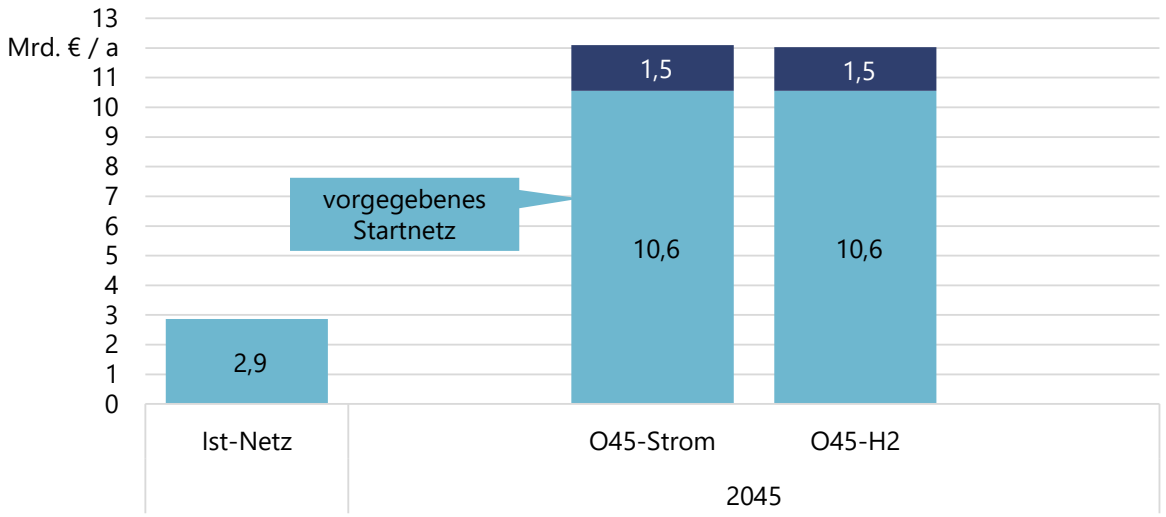
Quelle: Eigene Darstellung.

Der Ausbaubedarf im deutschen Übertragungsnetz geht auch mit einem Anstieg der annuitätischen Netzkosten[4] einher, wie Abbildung 9 zeigt. Die Netzkosten steigen auf über das 4-fache des Wertes für das heutige Übertragungsnetz an. Zu beachten ist, dass die absolute Höhe der Netzkosten stark von den getroffenen Verzinsungsannahmen abhängt. In dieser Studie wurde ein realer Zinssatz von 2% für alle Investitionen angenommen, was einer volkswirtschaftlichen Betrachtungsweise entspricht. Wie bei der Entwicklung des Netzmengengerüsts, ist die Kostenentwicklung auf die deutliche Veränderung der Transportaufgabe für das Stromübertragungsnetz zu erklären. Nicht nur nimmt die Stromnachfrage deutlich zu und verändert sich zudem in ihrem Einsatzprofil, aber gibt es etwa einen deutlich stärkeren überregionalen Stromaustausch quer durch Europa. Auch in Einbindung der Offshore-Erzeugung trägt zu Ausbaubedarf bei. Zu betonen ist aber: der ermittelte Netzausbau und ist unter vorgegebenen sonstigen Randbedingungen Teil einer kostenoptimalen Lösung im Hinblick auf Gesamtsystem.

Vergleicht man die Kostenentwicklung mit der Entwicklung der Netzmengengerüste, so fällt auf, dass die Netzkosten deutlich stärker steigen, als es die Entwicklung des Netzmengengerüsts (vgl. Abbildung 8) erwarten ließe. Dies liegt an den Mehrkosten von Erdkabeln ggü. Freileitungen. Für den zusätzlichen Netzausbau ab 2040 ist die getroffene Annahme, dass alle neuen und verstärkten Stromkreise zu 40% verkabelt werden. Der vorgegebene exogene Zubau wird gemäß der Projektbeschreibungen des NEP 2037/45 umgesetzt.

[4] Die annuitätischen Kosten bewerten den Wiederbeschaffungswert des gesamten Mengengerüsts der Netzbetriebsmittel zum jeweiligen Stützjahr auf Tagesneuwertbasis sowie der zugehörigen Betriebskosten. Die Wiederbeschaffungswerte werden auf Basis eines Zinssatzes von 2% und Annahmen zu den technischen Nutzungsdauern annuisiert. Zu beachten ist, dass hier dem Übertragungsnetz nur die Kosten der Netzebene 1 (Leitungen im Höchstspannungsnetz) zugeordnet werden. Kosten der Netzebene 2 (Umspannung zur Hochspannungsebene) sind dem Verteilungsnetz zugeordnet und werden mit dem entsprechenden Modell ermittelt. Nicht enthalten sind außerdem Kosten für Kompensationsanlagen.

Abbildung 9: Entwicklung der annuitätischen Netzkosten des deutschen Übertragungsnetzes bis zum Jahr 2045 im Szenarienvergleich



Quelle: Eigene Darstellung.

Tabelle 1: Übersicht der Kennzahlen der Szenarien im Jahr 2045

	O45-Strom	O45-H2
Installierte Leistungen [GW]		
Batterie	47,5	47,5
Biomasse	3	3
Methan Kraftwerke	0,0	0,0
Pumpspeicher	7,4	7,4
PV	403	400
Wasserkraft	4	4
Wasserstoff Kraftwerke	81	60
Wind an Land	160,0	160,0
Wind auf See	70,0	70,0
Wasserstoff		
H2-Erzeugung [TWh]	131	188
Elektrolyseure [GW]	58	78
Stromhandel [TWh]		
Nettostromimport	145	86
Stromverbrauch [TWh]		
Bruttostromverbrauch	1.276	1.191
Treiber Sektorenkopplung [GW]		
Spitzenlast Wärmepumpen	144	122
Spitzenlast Transport	87	76
Netzausbau		
Austauschkapazitäten mit elektrisch verbundenen Nachbarländern [GW]	92,4	88,8
Vorgegebener Netzausbau Startnetz [Stromkreiskilometer]	46.000	46.000
Zusätzlicher Netzausbau [Stromkreiskilometer]	7.300	6.800
Netzbooster (vorgegeben / zusätzlich) [GW]	0,9 / 0,0	0,9 / 0,0
PST (vorgegeben / zusätzlich) [Anzahl]	52 / 10	52 / 8

3 Ausbaubedarf für die deutschen Stromverteilungsnetze

3.1 Modellierungsansatz

Die Auswirkungen der unterschiedlichen Entwicklungen des Strombedarfs und -angebots auf die Stromverteilungsnetze werden mit dem methodischen Ansatz der sogenannten Modellnetzanalyse (MNA) untersucht. Der Modellnetzanalyse liegt die Idee zugrunde, die Versorgungsaufgabe in stark abstrahierter Form zu beschreiben, sodass die wesentlichen Wirkungszusammenhänge zwischen den Eingangsgrößen (räumliche Verteilung und Höhe und zeitlicher Verlauf der Leistung von Verbrauchern und Erzeugungsanlagen) und Ausgangsgrößen (Mengengerüst und Kosten der zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe benötigten Netzanlagen) untersucht werden können.

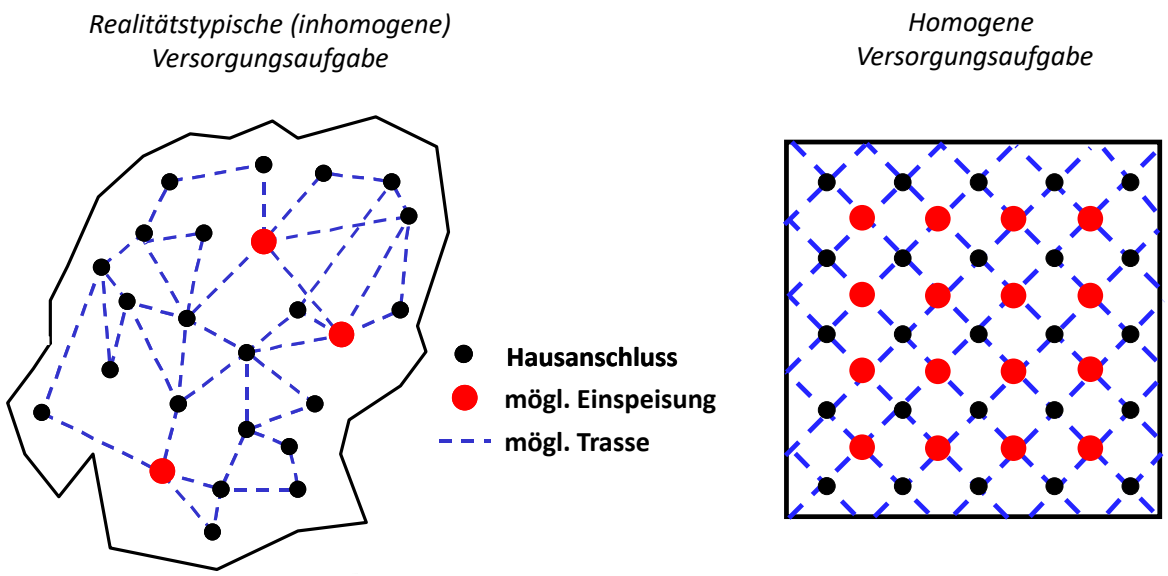
Die Versorgungsaufgabe stellt die Grundlage der Netzauslegung dar und umfasst alle planungsrelevanten und vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Eigenschaften eines Versorgungsgebiets und der dort angesiedelten Netznutzer. Für eine einzelne betrachtete Netzebene – im Rahmen der Studie wurden mittels MNA die Leitungsebenen der Hoch-, Mittel- und Niederspannung, die diese Ebenen verbindenden Umspannebenen sowie die Anknüpfungspunkte an das Übertragungsnetz betrachtet – umfasst sie vor allem folgende Angaben:

- Anschlusspunkte, an denen Lasten oder Erzeugungsanlagen an das Netz angeschlossen werden;
- Höchstlast, Anschlussnetzebene und Lastcharakteristik jeder einzelnen Last;
- maximale Erzeugungsleistung, Anschlussnetzebene und Erzeugungscharakteristik jeder einzelnen Erzeugungsanlage;

Die genannten Eigenschaften der Gebiets- und Laststruktur werden bei der Modellnetzanalyse in stark abstrahierter Form nachgebildet unter der Annahme einer homogenen Anordnung je Netzebene und je Teilgebiet. Dabei wird unterstellt, dass an allen in einer Netzebene in einem Teilgebiet zu berücksichtigenden Anschlusspunkten einheitliche Last- und Erzeugungseigenschaften bestehen und alle Anschlusspunkte gleichmäßig auf die Fläche des betrachteten Teilversorgungsgebiets verteilt sind. In dieser Studie wurde Deutschland in ca. 400 Teilgebiete zerlegt betrachtet, die weitgehend den Kreisen und kreisfreien Städten Deutschlands entsprechen, um einen hinreichend großen Querschnitt an unterschiedlichen Versorgungsgebietseigenschaften zu betrachten.

Auf diese Weise kann die Struktur eines Versorgungsgebiets beschrieben werden durch seine Fläche, die Zahl der Last- und Erzeugungsanschlusspunkte sowie die Höhe der Lasten und der Erzeugungsleistung. Abbildung 10 verdeutlicht am Beispiel der untersten Netzebene, bei der die Hausanschlüsse die zu berücksichtigenden Anschlusspunkte darstellen, das Prinzip der homogenen Versorgungsaufgabe im Vergleich zu einer realitätstypischen, inhomogenen Struktur.

Abbildung 10: Vergleich realer und der für die MNA angenommenen homogenen Versorgungsaufgaben



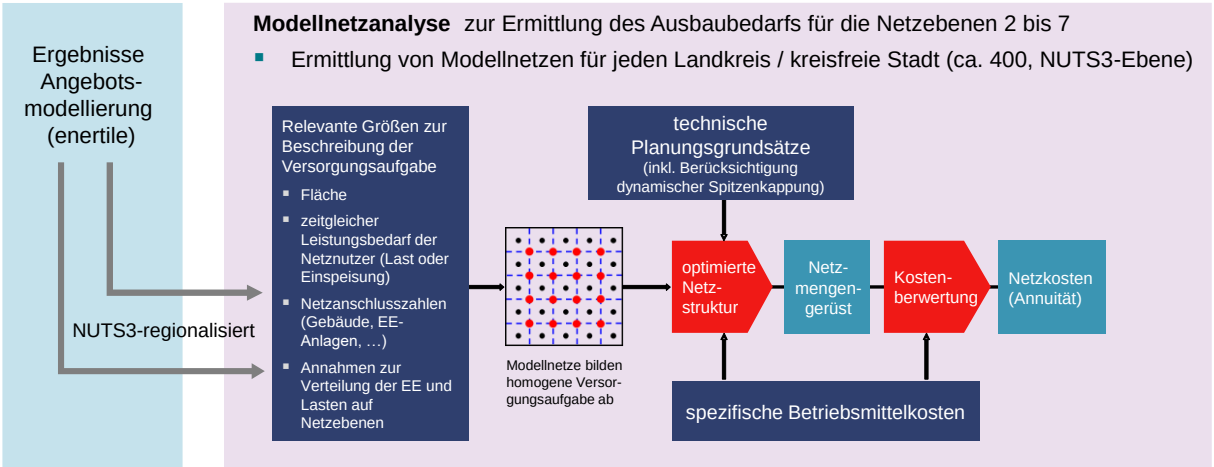
Quelle: Eigene Darstellung.

Die Modellnetzanalyse kann aufgrund dieser Abstraktion nicht eingesetzt werden, um die optimale Netztopologie in einem realen Versorgungsgebiet zu ermitteln. Sie ist gleichermaßen kein Werkzeug zur Unterstützung der Netzplanung. Bei den in dieser Studie relevanten Fragestellungen nach den durchschnittlichen - nicht durch individuelle Einflussfaktoren bestimmten - Zusammenhängen zwischen Versorgungsaufgabe und Netzkosten liefert sie jedoch gerade durch den abstrakten Modellierungsansatz belastbare Erkenntnisse. Zudem werden bei der Parametrierung der Modellnetzanalyse die heutigen realen Netzmengen differenziert nach Netzebenen als Randbedingung berücksichtigt. Durch diese an der Realität orientierte Kalibrierung wird erreicht, dass der mittels Modellnetzanalyse bestimmte Umfang des Netzausbaus in guter Näherung dem real zu erwartenden Ausbauumfang entspricht.

Abbildung 11 illustriert, wie die konkrete Parametrierung der MNA – vergleichbar zum Vorgehen bei der Übertragungsnetzmodellierung – direkt an die Annahmen und Ergebnisse der Angebotsmodellierung und der sektoralen Nachfragemodelle geknüpft ist. So werden die oben erläuterten Parameter, die die jeweilige Versorgungsaufgabe beschreiben, möglichst umfassend aus den vorgelagerten Modellen abgeleitet. Dies betrifft insbesondere die regionale Verteilung des in der Angebotsmodellierung ermittelten Zubaus von EE-Anlagen, sowie die Entwicklung der Stromnachfrage und damit der für die Netze ggf. auslegungsrelevanten Lastspitzen. Bei den Lastspitzen wird auf die maximale Residuallast („Last minus Erzeugung") je Netzebene abgestellt, für die die Netze in Lastrichtung ausgelegt werden müssen. Dieses Vorgehen wird bei den nachfolgend dokumentierten Orientierungsszenarien wie bereits bei den Szenarien der „T45"-Szenarienfamilie angewendet, unterscheidet sich jedoch von den früheren Modellierungsläufen im Rahmen der „Langfristszenarien". Die Residuallast wird aus den stündlichen Nachfrage- und Einspeisezeitreihen der Angebotsmodellierung bestimmt. Dabei wird berücksichtigt, dass das gemeinsame Auftreten einzelner Lasten, vielfach wird hierbei von Gleichzeitigkeit gesprochen, bei kleinen Kollektiven wahrscheinlicher ist als bei großen. Beispielsweise ist es viel wahrscheinlicher, dass 5 Elektrofahrzeuge (Niederspannungsnetz) gleichzeitig laden als 150 (Hochspannungsnetz). Insofern müssen die Netze niedrigerer Spannungsebenen für eine größere Leistung ausgelegt werden als die höherer Spannungsebenen. Weiter sind die EE-Anlagen in der Praxis geografisch inhomogen verteilt, sodass z. B. ein Großteil der unterhalb eines HS-/MS-Umspannwerks angeschlossenen EE-Anlagen grundsätzlich

zur Be- oder Entlastung dieses Betriebsmittels beitragen. In einem einzelnen Niederspannungsabgang hingegen ist die Wahrscheinlichkeit gering, dass EE-Anlagen z. B. sicher zur Höchstlast einspeisen, was bei der Ermittlung der Residuallast ebenfalls beachtet wird. Im Rahmen der MNA wird auch eine sogenannte „dynamische Spitzenkappung" berücksichtigt. Diese Form der begrenzten Kappung von Einspeisespitzen von EE-Anlagen berücksichtigt, dass für den Netzausbau nicht die Einspeisung der einzelnen Anlagen, sondern die Erzeugung im Gesamtkollektiv eines Netzgebiets entscheidend ist. Das aus Kostensicht relevante und im Hinblick auf Kapazität begrenzende Element ist in der Regel nicht die direkte Anschlussleitung der einzelnen EE-Anlage, sondern z. B. die Umspannstation oder eine Leitung „mitten im Netz", die die Einspeisung eines größeren Kollektivs an EE-Anlagen transportiert. Bislang wurde von Enertile die individuelle Wirkung von vorgenommenen Kappungen auf den Ausbaubedarf der Stromverteilungsnetze nicht unmittelbar berücksichtigt. Bei den im Folgenden betrachteten Szenarien hingegen wurden auch Verteilungsnetzengpässe für das Gesamtsystem sichtbar gemacht und dadurch die von Enertile vorgenommene Spitzenkappung von EE-Anlagen verbessert, sodass implizit ein Anreiz zum verteilungsnetzdienlichen Einsatz von Flexibilität gesetzt und damit Ausbaubedarf reduziert wird. Bislang wurde in den Szenarien, die der T45-Strom*-Szenarienfamilie und damit auch den Orientierungsszenarien zeitlich vorgelagert sind, die Spitzenkappung separat im Verteilungsnetzmodell nachgebildet. Für insbesondere die hier dokumentierten Orientierungsszenarien wurde die endogen im enertile-Modell bestimmte Spitzenkappung weiter vertieft, um zusätzlich Stunden mit einer Windeinspeisung mit über 20 % der installierten Leistung zu erfassen. Die von Enertile auf Ebene der NUTS3 vorgenommene Abregelung wird nun unmittelbar übernommen und lediglich innerhalb der Verteilungsnetzmodellierung auf die Anlagenkollektive innerhalb einer NUTS3-Region heruntergebrochen. Darüber hinaus wurde für die Orientierungsszenarien der voraussichtlich volkswirtschaftlich effiziente Einsatz auch in Bezug auf auslegungsrelevante Residuallastspitzen berücksichtigt. In Orientierung an Zwischenergebnissen aus anderen BMWK-Projekten, die sich mit den netzseitigen Auswirkungen von unterschiedlichem Umfang von netz- und marktorientierten Flexibilitätseinsätzen befassen, wurde in den Orientierungsszenarien die Verteilungsnetze auf den 20-höchsten Residuallastwert (je NUTS3 und Netzebene) ausgelegt. Eine darüberhinausgehende Begrenzung des maximalen Zubaus je modelliertem Intervall zwischen zwei Stützjahren, beispielweise aufgrund begrenzter Planungskapazitäten bei den Netzbetreibern oder Begrenzungen bei Material und/oder Fachpersonal zur Umsetzung des Ausbaus, erfolgte nicht.

Abbildung 11: Verknüpfung von MNA mit den Ergebnissen der vorgelagerten Angebotsmodellierung



Quelle: Eigene Darstellung.

Weiter wurde für die Orientierungsszenarien analog zu den Szenarien, die auf dem Szenario T45-Strom* aufsetzen, eine Aktualisierung der spezifischen Kostenansätze bei Ortsnetzstationen und Hochspannungsleitungen vorgenommen (Abbildung 12), mit der die Netzmengengerüste, die die MNA primär ermittelt, bewertet werden. Grundsätzlich ist der Anspruch bei den Kostenansätzen, diese so abzuschätzen, dass die durchschnittlichen im Betrachtungszeitraum in Deutschland zu erwartenden, inflationsbereinigten Kosten hinreichend gut abschätzen. Die vorgenommenen Kostenveränderungen erfolgen daher nicht primär infolge der Kostensteigerungen der letzten Jahre, sondern aufgrund von längerfristig gemachten Beobachtungen und Technologieanpassungen. Vor allem bei den Ortsnetzstationen und den Hochspannungsleitungen sind dadurch Kostensteigerungen zu erwarten.

Abbildung 12: Kostenansätze und technische Nutzungsdauern in Verteilungsnetz-Analysen, differenziert nach T45-Szenarien und Veröffentlichungsdatum

Kostenansätze für T45-Szenarien (veröffentlicht 2022, Werte in Klammern: OPEX pro Jahr bez. auf Investitionskosten)

	NE 7	NE 6	NE 5	NE 4	NE 3	NE 2
Kabel [€/km]	100.000 (0,1%)	-	120.000 (0,1%)	-	600.000 (0,1%)	-
Freileitung [€/km]	-	-	50.000 (1%)	-	220.000 (1%)	-
Station [€/Stk.]	-	35.000 (0,5%)	-	4.000.000 (0,5%)	-	30.000.000 (0,5%)

Update Kostenansätze (in 2024 veröffentlichte Szenario: T45-Strom* et al. sowie O-Szenarien) (Änderungen in rot)

	NE 7	NE 6	NE 5	NE 4	NE 3	NE 2
Kabel [€/km]	100.000 (0,1%)	-	120.000 (0,1%)	-	750.000 (0,1%)	-
Freileitung [€/km]	-	-	50.000 (1%)	-	400.000 (1%)	-
Station [€/Stk.]	-	50.000 (0,5%)	-	4.000.000 (0,5%)	-	30.000.000 (0,5%)

Technische Nutzungsdauern (für alle Szenarien)

	NE 7	NE 6	NE 5	NE 4	NE 3	NE 2
Kabel [a]	60	-	60	-	50	-
Freileitung [a]	-	-	40	-	80	-
Station [a]	-	45	-	40	-	40

Quelle: Erfahrungswerte Consentec aus Studien mit Netzbetreibern

Alle Kostenangaben in $€_{2018}$

Quelle: Eigene Darstellung.

3.2 Ausbaubedarf in den deutschen Verteilungsnetzen

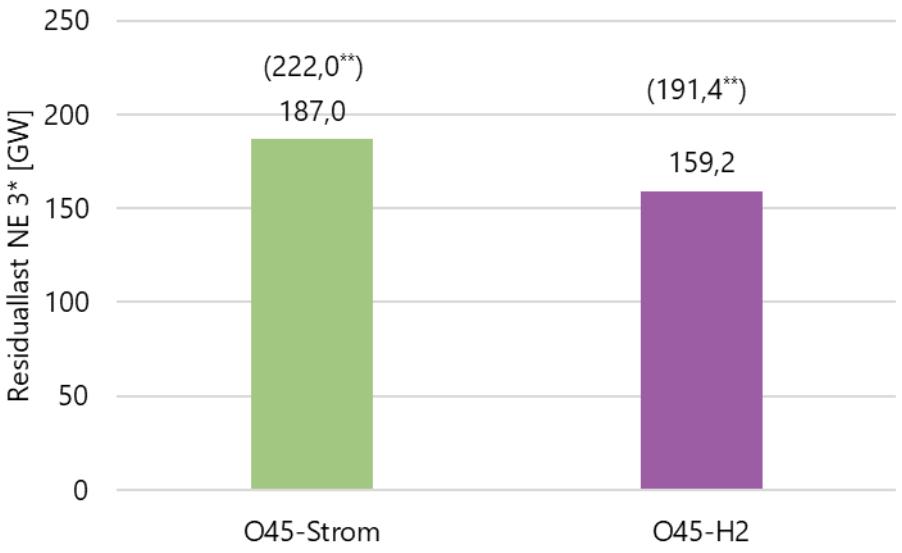
Die Veränderungen der installierten EE-Leistungen sowie beim Stromverbrauch wirken sich auch auf die Verteilungsnetze aus. Sowohl die Anzahl und installierte Leistung der EE-Anlagen sowie deren räumliche Verteilung als auch die maximalen Stromnachfragen und ggf. eine veränderte Zahl an mit Netzanschlüssen zu versorgenden Verbrauchsanlagen beeinflussen direkt die Versorgungsaufgabe in den Verteilungsnetzen – wobei der Begriff „Versorgungsaufgabe" zum Teil nicht mehr ganz treffend ist, da die Verteilungsnetze teilweise bereits heute, zukünftig aber umso mehr nicht mehr nur zur Versorgung von Stromverbrauchern dienen, sondern auch zum Abtransport von (dezentraler) EE-Erzeugung.

Wird auf das Zieljahr 2045 fokussiert, unterscheidet sich der EE-Ausbau zwischen den beiden Orientierungsszenarien praktisch kaum. Die erzeugungsseitigen Anforderungen an die Verteilungsnetze sind daher in beiden Szenarien sehr ähnlich. Allerdings wirken die in den Orientierungsszenarien deutlich umfangreicher als in zuvor untersuchten Szenarien der T45-Szenarienfamilie vorhandenen Batteriespeicher ausbaubedarfssenkend. Die Batterien werden von enertile dabei u. a. so eingesetzt, dass für Teile des Verteilungsnetzes auslegungsrelevante Rückspeisungen leicht reduziert werden. Wesentliche Unterschiede zwischen den Orientierungsszenarien bestehen hingegen

insbesondere bei den auslegungsrelevanten Residuallasten[5], die im Szenario O45-H2 deutlich niedriger als Szenario O45-Strom sind (Abbildung 13).

Allerdings muss dabei berücksichtigt werden, dass der für die Orientierungsszenarien zusätzlich (vereinfachend) berücksichtigte netzdienliche Einsatz von Lastflexibilität zur Dämpfung von Residuallastspitzen für die Absenkung verantwortlich ist. In den beiden Orientierungsszenarien wird dadurch die auslegungsrelevante Residuallastspitze um jeweils ca. 30 GW abgesenkt.

Abbildung 13: In Lastrichtung auslegungsrelevante Residuallast (stark vereinfacht) im Betrachtungsjahr 2045 im Szenarienvergleich



* Auslegungsrelevante Residuallast = Summe der zeitungleichen max. Residuallast je Landkreis / kreisfreie Stadt (NUTS3) aus Sicht Netzebene 3 (nicht enthalten sind direkt im Übertragungsnetz angeschlossene Lasten, wie z. B. Elektrolyseure); diese Größe erlaubt näherungsweise Darstellung der lastbedingten Anforderungen an die Verteilungsnetze. In der Verteilungsnetzmodellierung selbst erfolgt die Abbildung der lastbedingten Anforderungen sowohl geographisch höher aufgelöst als auch differenziert nach Netzebenen. Die Summenbildung erfolgt über alle NUTS3, unabhängig davon, ob dort ggf. nicht Last, sondern Erzeugung kapazitätsdimensionierend ist. **Hinweis**: Die Bestimmung der auslegungsrelevanten Residuallast erfolgt in den O-Szenarien abweichend von früheren Szenarien und in Anlehnung an Zwischenergebnisse aus dem Vorhaben „VN-Zukunft" auf Basis des 20-höchsten Werts der Jahresganglinie der Residuallast.

** Der im Diagramm in Klammern ausgewiesene Wert bei den O-Szenarien ist der höchste Wert der Jahresganglinie der Residuallast.

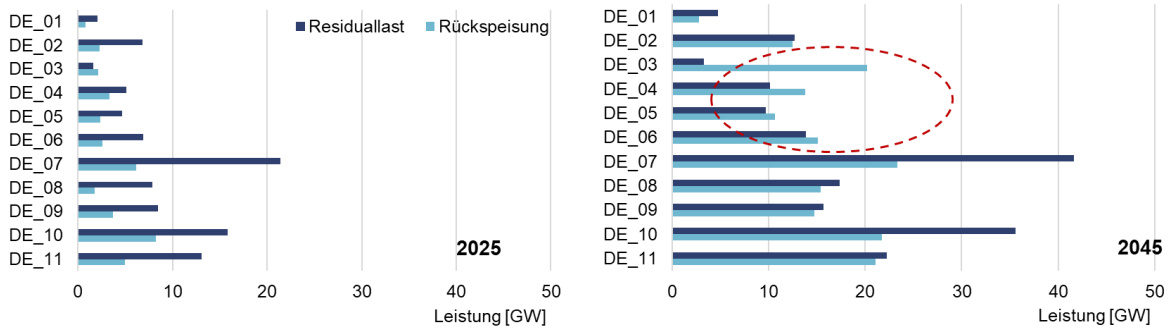
Quelle: Eigene Darstellung.

Inwieweit eine Absenkung der Residuallast auch den erforderlichen Netzausbau dämpft, hängt auch davon ab, ob Netze auf Last- oder Einspeisespitzen hin ausgelegt werden müssen. Ein grobes Indiz hierfür kann aus der Betrachtung der auslegungsrelevanten Spitzenleistungssummen gewonnen werden. Hierfür wurden je DE11-Region die Summe der zeitungleichen Residuallasten den Rückspeisespitzen exemplarisch im Szenario O45-Strom für die Stützjahre 2025 und 2045 gegenübergestellt. Zwar ist dies nur eine grobe Näherung für die Ermittlung von Ausbautreibern, da die Modellierung für das Verteilungsnetz regional feiner aufgelöst ist als die DE11-Regionen, sodass in allen Stützjahren innerhalb von allen Regionen Gebiete existieren, die sich gegenläufig zur Region verhalten. Dennoch gibt die Auswertung Anhaltspunkte für wesentliche Ausbautreiber und deren Entwicklung je Region.

[5] Residuallast:: Summe aller Lasten, die direkt an eine Netzebene oder an unterlagerte Netzebenen angeschlossen sind, abzüglich der direkt in diese oder unterlagerte Netzebenen angeschlossene Einspeisungen; auslegungsrelevante Residuallast: Maximum über betrachtete Zeitpunkte

Zunächst ist festzustellen, dass die absolute Höhe der potenziell auslegungsrelevanten Last- und Erzeugungsspitzen in allen DE11-Regionen im Zeitverlauf erheblich ansteigen (Abbildung 14). Weiter nimmt die Bedeutung der Einspeisung als Ausbautreiber im Zeitverlauf deutlich zu. Im Jahr 2045 gibt es vermehrt DE11-Regionen, in denen die Rückspeisung die Residuallast zumindest auf der Netzebene 3 (Hochspannungsnetz) als auslegungsrelevante Größe übersteigt. Die Residuallast bleibt aber summarisch über alle Netzebenen die für die Netzdimensionierung überwiegend ausschlaggebende Größe, auch wenn, wie zuvor bereits erwähnt, immer einzelne Netzgebiete existieren (werden), in denen Rückspeisungen deutlich auslegungsrelevant sind.

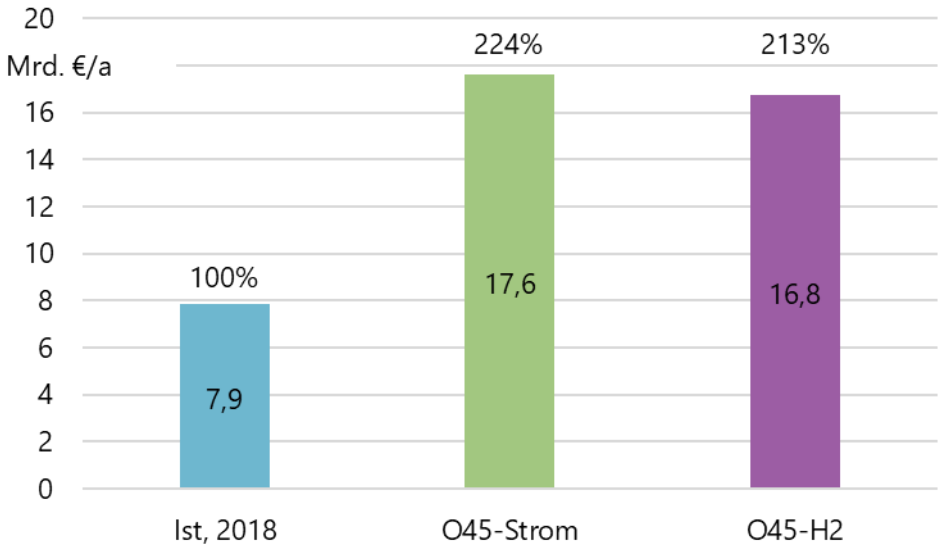
Abbildung 14: Summe der auslegungsrelevanten Last bzw. Erzeugung aus Sicht der Netzebene 3 (Hochspannungsnetz) je DE11-Region (vereinfachte Betrachtung) im Szenario O45-Strom für die Stützjahre 2025 und 2045



Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 15 zeigt die annuitätischen Netzkosten der deutschen Verteilungsnetze im Vergleich der betrachteten Szenarien für das Betrachtungsjahr 2045 und im Vergleich zu heute. Dabei bestätigt sich die Erwartung, dass es in beiden Szenarien zu einem flächendeckenden Ausbaubedarf in den Verteilungsnetzen kommt. In den Szenarien steigen die annuitätischen Kosten der Verteilungsnetze wegen des notwendigen Ausbaus deutlich an. Die Netzkosten (und damit der Netzausbaubedarf) der Stromverteilungsnetze liegen im Szenario O45-H2 unter denen des Szenarios O45-Strom. Dies korrespondiert mit den im Szenario O45-H2 niedrigeren lastseitigen Anforderungen. Bei diesen Vergleicht muss natürlich berücksichtigt werden, dass sich durch die Szenarioarchitektur zwischen den beiden Szenarien nicht nur Veränderungen in den Strom- sondern auch in den Gas-Netzen ergeben. Für Details hierzu wird an dieser Stelle auf den separaten Bericht zu den Gas-Netzen verwiesen. Die Netzkosten der Stromverteilungsnetze liegen im Szenario O45-Strom etwa auf dem Niveau des in einer vorherigen Analyserunde betrachteten Szenarios T45-Strom*. Allerdings führt die weitergehende Berücksichtigung von netzdienlicher Lastflexibilität ceteris paribus zu einer Kostensenkung um 10%-Punkte, da Kostensteigerung im Szenario O45-Strom im Jahr 2045 gegenüber dem Ist-Netz ca. 125 % statt ansonsten etwa 135 % beträgt.

Abbildung 15: Annuitätische Netzkosten der deutschen Verteilungsnetze im Szenarienvergleich für das Stützjahr 2045 und im Vergleich zu heute



Quelle: Eigene Darstellung.

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass die Zunahme der Netzkosten nicht gleichbedeutend mit einem entsprechenden Anstieg der Netzentgelte ist. Dies gilt allein schon deshalb, da auch der Stromverbrauch deutlich steigt, auf den die Netzkosten potenziell umgelegt werden können. Zudem ist in den annuitätischen Netzkosten nicht zwangsläufig der gesamte Refinanzierungsbedarf der Netze abgebildet. Bei der Ermittlung der annuitätischen Netzkosten wird stets das zu einem bestimmten Zeitpunkt vorhandene Netzmengengerüst (Anzahl Transformatoren, Leitungskilometer) auf Basis von Tagesneuwerten der Betriebsmittel bewertet. Volkswirtschaftliche Kosten, die aus einer vorzeitigen Erneuerung vorhandener Betriebsmittel entstehen und dann im Vergleich zu einer reinen Bestandserneuerung auch zu vorzeitigem Investitionsbedarf führen, werden in dieser Größe nicht abgebildet. Um hohe, derartige Kosten aus einer vorzeitigen Erneuerung zu vermeiden, ist zudem bei allen zukünftig ersetzten oder neu errichteten Leitungen der Einsatz eines möglichst großen Kabelquerschnitts sinnvoll, da der Querschnitt für die Transportkapazität des Netzes entscheidend ist, die Kosten jedoch vor allem durch die vom Querschnitt unabhängigen Grabungskosten entstehen.

4 Investitionsbedarfe für die deutschen Stromnetze

4.1 Allgemeine Hinweise

Die Berechnung in den Langfristszenarien (LFS) erfolgt grundsätzlich in 5-Jahresschritten (Stützjahre 2025 bis 2045). Das für das jeweilige Stützjahr ermittelte Netz steht für das gesamte Stützjahr zu Verfügung (fiktive Annahme: Inbetriebnahme zum 1.1. des Stützjahres). Die Modellierung erfolgt sequentiell, d.h. zunächst wird der Ausbaubedarf für das Stützjahr 2025 ermittelt und davon ausgehend dann weiter für das Stützjahr 2030. Für das Stromübertragungsnetz wurden für den exogen vorgegebenen Netzausbau (basierend i. W. auf dem genehmigten NEP 2023) die Inbetriebnahmezeitpunkte aus den Angaben zur „avisierten Inbetriebnahme" gemäß NEP-Entwurf der ÜNB ermittelt. Diese wurden dem jeweils folgenden, in den LFS modelliertem Stützjahr zugeordnet und entsprechend in der Modellierung berücksichtigt. Szenarienspezifisch wurde für die Stützjahre 2040 und 2045 zusätzlicher Netzausbau- und -verstärkungsbedarf in unseren Modellen ermittelt und wird entsprechend diesem Stützjahr zugeordnet und steht auch im folgenden Stützjahr zur Verfügung. Ein Sondereffekt stellt sich für die im Jahr 2025 ausgewiesenen Investitionskosten ein. Das in der Modellierung intern verwendete Startjahr (Referenzjahr für das „Ist-Netz") ist das Jahr 2020. Netzausbau und -verstärkungen ausgehend vom Ist-Netz sowie Bestandserneuerungen bis 2025 werden als kumulierte Kosten im Jahr 2025 ausgewiesen.

Die Zeitreihen der Investitionsbedarfe beinhalten neben den Investitionsbedarfen für die Umsetzung von Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen auch vereinfachend geschätzte Kosten für die Erneuerung von Bestandsanlagen, die das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben. Hierzu wird vereinfachend eine homogen über die angenommene technische Lebensdauer verteilte Altersstruktur der jeweiligen Betriebsmittel angenommen und es wird von Diskretisierungseffekten der einzelnen Betriebsmittel abstrahiert. Für das Stromübertragungsnetz bildet das im Stützjahr T entsprechend der bis zu diesem Jahr stattfindenden Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen noch verbliebene Bestandsnetz die Grundlage für die Abschätzung der Investitionsbedarfe zur Bestandserneuerung. Kosten aus einem vorzeitigen Ersatz von bestehenden Betriebsmitteln im Rahmen der Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen werden nicht betrachtet. Da bei dem im Stromverteilungsnetz angewendeten Modellierungsansatz das Ist-Netz als Bestandsnetz durchgängig erhalten bleibt, ergibt sich für alle betrachteten Jahre der Investitionsbedarf für die Bestandserneuerung unmittelbar aus dem Wiederbeschaffungswert des Bestandsnetzes (Tagesneuwertbasis) dividiert durch die jeweilige technische Nutzungsdauer der Betriebsmittel. Kosten aus einem vorzeitigen Ersatz von bestehenden Betriebsmitteln im Rahmen der Ausbaumaßnahmen werden in diesem Modellierungsansatz nicht abgebildet. Weiter sind kostenreduzierende Effekte, die sich auch Synergieeffekten bei Synchronisation von Ausbaumaßnahmen mit ohnehin im Betrachtungszeitraum stattfindenden alterungs-/zustandsbedingte Erneuerungsmaßnahmen ergeben, nur pauschaliert und vereinfacht berücksichtigt.

Ein Vergleich des in den LFS ausgewiesenen Investitionsbedarfs im Stromübertragungsnetz mit der von den ÜNB im Rahmen des Entwurfs zum kürzlich bestätigten NEP vorgelegten Kostenerwartung ist naheliegend. Die im durch die Bundesnetzagentur bestätigten NEP enthaltenen Leitungsprojekte, Netzbooster sowie Phasenschiebertransformatoren sind in der Modellierung der O-Szenarien einschließlich der ggü. dem 2. NEP-Entwurf der ÜNB zusätzlich bestätigten Leitungen vollständig berücksichtigt. Die von uns durchgeführte Kostenbewertung basiert auf den auch von den ÜNB bei der Kostenbewertung verwendeten Kostenansätzen, die von uns auf die einheitlich in den LFS verwendete Kostenbasis 2018 (€2018) umgerechnet wurden. Daher liegt systematisch eine sehr hohe Übereinstimmung zwischen der Kostenbewertung für das Übertragungsnetz in den LFS und derjenigen der ÜNB für den NEP(-Entwurf) vor. Die Kostenbewertung in den LFS enthält jedoch noch

zusätzliche Ausbau- und Verstärkungsprojekte. Zudem gibt es Abweichungen zwischen dem 2. NEP-Entwurf der ÜNB enthaltenen Leitungen. Zu beachten ist, dass die ÜNB im NEP zusätzlich auch bestimmten Ausbaubedarf in der Netzebene 2 betrachten und auch ihrer Kostenbewertung berücksichtigen. Im Rahmen der LFS ist die Netzebene 2 Teil der Verteilungsnetzmodellierung. Die dort ermittelten Kosten sind ebenfalls ausgewiesen. Aufgrund des unterschiedlichen Modellierungsansatzes und der Tatsache, dass für die Verteilungsnetze kein Mindestnetzausbau in Anlehnung an den NEP explizit vorgegeben wurde, kann es hierzu Kostendifferenzen kommen. Von den ÜNB ermittelte, zusätzlich benötigte Anlagen zur Blindleistungskompensation sind zudem in den LFS nicht berücksichtigt. Zwar erfolgte die Kostenbewertung auf Basis der neusten Kostenansätze der ÜNB, die diese im Rahmen des NEP-Entwurfs veröffentlicht haben. Dies ermöglicht aber keine exakte Nachberechnung der ÜNB-Kostenbewertung, die nur als aggregierte Zahl veröffentlicht ist, da die Bewertung einzelner Projekte im Detail nicht dokumentiert ist. Aus unserer Sicht ist aber eine exakte Nachbildung der Zahlen / Modellierung der ÜNB auch nicht Ziel der LFS.

Die für das Stromübertragungsnetz verwendeten Kostenansätze basieren auf den Kostenschätzungen der Übertragungsnetzbetreiber aus dem NEP 2037/2045 (V2023) und sind in der Abbildung 16 dargestellt. Hierbei wurde der Faktor 0,89 für die Kostenbasis 2018 (€2018) verwendet.

Abbildung 16: Kostenansätze und technische Nutzungsdauern im Stromübertragungsnetz

		220-kV-Freileitung	380-kV-Freileitung	380-kV-Freileitung HTL/HSL	380kV HSL/HTL-teil-verkabelt (40%)	DC-Link-Kabel See (2GVA)	DC-Link-Kabel Land (2 GVA)	DC-Freileitung (2 GVA)	Konverterstationen (2 GVA)	Phasenschieber-transformator	Netzbooster [€/MW]
Investitions-kosten [EUR/km] bzw. [EUR/Stück]	Trasse	712.000	3.026.000	2.937.000	5.761.519	-	2.937.000	2.937.000	-	-	-
	Strom-kreis/ Stück	356.000	489.500	623.000	1.222.140	4.895.000	2.937.000	356.000	534.000.000	23.140.000	1.246.000
Betriebs-kosten [% der spez. Investitionen pro Jahr]		1	1	1	0,67	0	0,1	1	0,5	0,5	0,5
Nutzungs-dauer [Jahre]		80	80	80	68	50	50	80	40	40	40

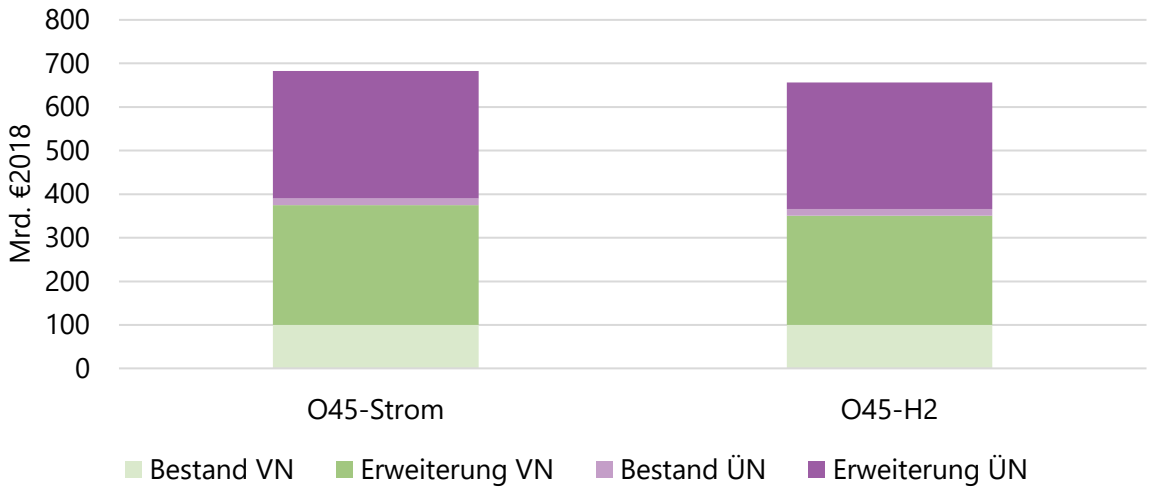
Quelle: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-03/230321_NEP_Kostenschaetzung_NEP2037_2045_V2023_1.Entwurf.pdf

4.2 Investitionsbedarfe für die deutschen Stromnetze

Die Abbildung 17 zeigt die Summe der zusätzlichen Investitionsbedarfe im deutschen Übertragungsnetz und in den Stromverteilnetzen bis 2045 für die beiden Szenarien O45-Strom und O45-H2. Der Investitionsbedarf ist in Milliarden Euro (Mrd. €) angegeben und in vier Kategorien unterteilt: Bestand Verteilnetz, Erweiterung Verteilnetz, Bestand Übertragungsnetz und Erweiterung Übertragungsnetz. Die Kosten für die Bestandserneuerung sind in beiden Szenarien mit etwa 100 Mrd. € im Verteilnetz und 16 Mrd. € im Übertragungsnetz jeweils ähnlich. Unterschiede zwischen den Szenarien ergeben sich aus den Netzausbauten und -verstärkungen im Verteilnetz. Diese belaufen sich im Szenario O45-Strom auf 275 Mrd. € und im Szenario O45-H2 auf 250 Mrd. €. Die Investitionskosten für Netzausbau und -verstärkung im Übertragungsnetz liegen in beiden Szenarien auf einem Niveau von ca. 290 Mrd. €.

In beiden Szenarien fallen bis 2045 hohe Investitionskosten im deutschen Stromübertragungsnetz und in den Stromverteilnetzen an. Insgesamt belaufen sich diese im Szenario O45-Strom auf 683 Mrd. €. Aufgrund der geringeren Investitionskosten in den Ausbau und die Verstärkung der Verteilnetze im Szenario O45-H2 reduzieren sich diese auf insgesamt 656 Mrd. €.

Abbildung 17: Summe der zusätzlichen Investitionsbedarfe in dem deutschen Stromübertragungsnetz und den Stromverteilungsnetzen bis 2045



Quelle: Eigene Darstellung.

5 Zusammenfassung der Erkenntnisse

Das Projekt "Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3" zeigt techno-ökonomische Pfade zur kompletten Dekarbonisierung des Energiesystems in Deutschland bis 2045 auf. Die in diesem Bericht vorgestellten Orientierungsszenarien basieren auf dem Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 („O45-Szenarien"). Das Szenario O45-Strom setzt auf eine starke Elektrifizierung des Energiesystems, um Treibhausgasneutralität zu erreichen. Das Szenario T45-H2 konzentriert sich auf eine starke Nutzung von grünem Wasserstoff im Energiesystem. Dieses Berichtsmodul stellt die Ergebnisse für den Bereich Stromnetze dar.

Im deutschen Übertragungsnetz ist bis zum Jahr 2045 in beiden Szenarien ein Netzausbau erforderlich, der im Sinne der Optimierung des Energieangebots auch gesamtsystemisch kostenoptimal ist. In beiden Szenarien wurde ein Mindestnetzausbau als gesetzt vorgegeben. Dieser umfasst den heute im Rahmen des bestätigten NEP 2037/2045 (Version 2023) vorgesehenen Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes und beläuft sich auf ca. 46.000 Stromkreiskilometer, die gegenüber heute (Ist-Netz 2021) bis zum Jahr 2040 verstärkt oder ausgebaut werden. Enthalten sind darin auch die Leitungslängen für die Netzanbindung von Offshore-Windparks. Zusätzlich dazu sind dann je nach Szenario weitere Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen in Umfang von ca. 6.800 Stromkreiskilometer im Szenario O45-H2 und 7.300 Stromkreiskilometer im Szenario O45-Strom erforderlich. Zusätzlich zum Ausbau von Stromleitungen erfolgt der Einsatz und der (insgesamt eher moderate) Ausbau von Phasenschiebertransformatoren.

Der Ausbaubedarf über den bestätigten NEP 2037/2045 (Version 2023) hinaus entsteht teilweise durch eine abweichende Lastverteilungen und die unterschiedliche Regionalisierung erneuerbarer Energien. Ausschlaggebend für den Netzausbau ist aber nicht nur der Stromtransportbedarf von den EE-Erzeugungsschwerpunkten zu den Lastschwerpunkten innerhalb Deutschlands, sondern auch die im Vergleich zum bestätigten NEP 2037/2045 (Version 2023) stärkere Einbindung Deutschlands in das europäische Stromübertragungsnetz. Dabei sind die Strukturen der Stromhandelsflüsse der beiden Szenarien sehr ähnlich und die Stromtransportachsen von den Rändern Europas nach Deutschland robust. Die grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten Deutschlands steigen bis 2045 auf rund 89-92 GW an, was in etwa eine Verdopplung gegenüber dem NEP 2037/2045 (Version 2023) bedeutet.

Infolge der Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen steigen auch die Kosten des Übertragungsnetzes. In diesem Projekt wurde pauschal angenommen, dass 40 % der ausgebauten bzw. verstärkten Leitungskilometer als Erdkabel zu entsprechend höheren Kosten gegenüber Freileitungen und somit auch dem überwiegenden Teil des Bestandsnetzes ausgeführt werden. Der vorgegebene exogene Zubau wird gemäß der Projektbeschreibungen des NEP 2037/45 umgesetzt. Daher steigen die Netzkosten stärker als die Netzlängen. Die annuitätischen Kosten[6] des deutschen Übertragungsnetzes steigen von heute ca. 2,9 Mrd. EUR auf 12,1 Mrd. EUR/a in beiden Szenarien O45-Strom T45-H2 an.

Der Ausbau des Stromübertragungsnetzes ist ein wichtiger Baustein in allen untersuchten Szenarien und erlaubt die Senkung der Gesamtkosten des Energiesystems. Der umfangreiche europäische Stromnetzausbau erfordert ein frühzeitiges europäisch koordiniertes Vorgehen.

Auch die Stromverteilungsnetze müssen erheblich ausgebaut werden, um die steigende EE-Erzeugung aufnehmen bzw. die steigende Stromnachfrage versorgen zu können. Wird auf das Zieljahr 2045 fokussiert, unterscheidet sich der EE-Ausbau zwischen den Orientierungsszenarien praktisch

[6] Ermittelt auf Tagesneuwertbasis für das jeweilige Netzmengengerüst bei einem Zinssatz von 2 %.

kaum. Die erzeugungsseitigen Anforderungen an die Verteilungsnetze sind daher in den Szenarien sehr ähnlich. Allerdings wirken die in den Orientierungsszenarien deutlich umfangreicher als in anderen zuvor betrachteten Szenarien der T45-Szenarienfamilie vorhandenen Batteriespeicher ausbaubedarfssenkend. Unterschiede zwischen den Szenarien bestehen insbesondere bei den auslegungsrelevanten Residuallasten, die im Szenario O45-H2 deutlich niedriger als im Szenario O45-Strom sind. Allerdings muss dabei berücksichtigt werden, dass der für die Orientierungsszenarien zusätzlich (vereinfachend) berücksichtigte netzdienliche Einsatz von Lastflexibilität auch für Residuallastspitzen für die Absenkung verantwortlich ist.

In allen hier betrachteten Szenarien steigen die annuitätischen Kosten der Verteilungsnetze wegen des notwendigen Ausbaus im Vergleich zu heute deutlich an. Die Netzkosten (und damit der Netzausbaubedarf) im Szenario O45-H2 liegen unter dem Szenario O45-Strom. Dies korrespondiert mit den im Szenario O45-H2 niedrigeren lastseitigen Anforderungen. Die Netzkosten im Szenario O45-Strom liegen etwa auf dem Niveau des in einer vorherigen Analyserunde betrachteten Szenarios T45-Strom*. Allerdings führt die weitergehende Berücksichtigung von netzdienlicher Lastflexibilität ceteris paribus zu einer Kostensenkung um 10%-Punkte, da Kostensteigerung im Szenario O45-Strom im Jahr 2045 gegenüber dem Ist-Netz ca. 125 % statt ansonsten etwa 135 % beträgt.

Der Investitionsbedarf für die Übertragungs- und Verteilungsnetze beläuft sich im Szenario O45-Strom auf 683 Mrd. € und im Szenario O45-H2 auf 656 Mrd. €. Ausschlaggebend für den Unterschied sind die geringeren Investitionskosten für den Ausbau und die Verstärkung der Verteilnetze im Szenario O45-H2. Der Großteil des Investitionsbedarfs im Übertragungsnetz ist durch die Onshore- und Offshore-Maßnahmen des bestätigten NEP 2037/2045 (Version 2023) exogen vorgegeben. Die Unterschiede im Investitionsbedarf zwischen den beiden Szenarien für weitere Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen im Übertragungsnetz sind gering.