

Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3

-T45-Strom* Szenarien-

Modul Stromnetze

Ort: Aachen

Status: Final

Datum: Oktober 2024

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, droscher@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: Februar 2024, Bericht: Juli 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	13
3	Ausbaubedarf für die deutschen Stromverteilungsnetze.....	19
3.1	Modellierungsansatz	19
3.2	Ausbaubedarf in den deutschen Verteilungsnetzen	22
4	Zusammenfassung der Erkenntnisse	26

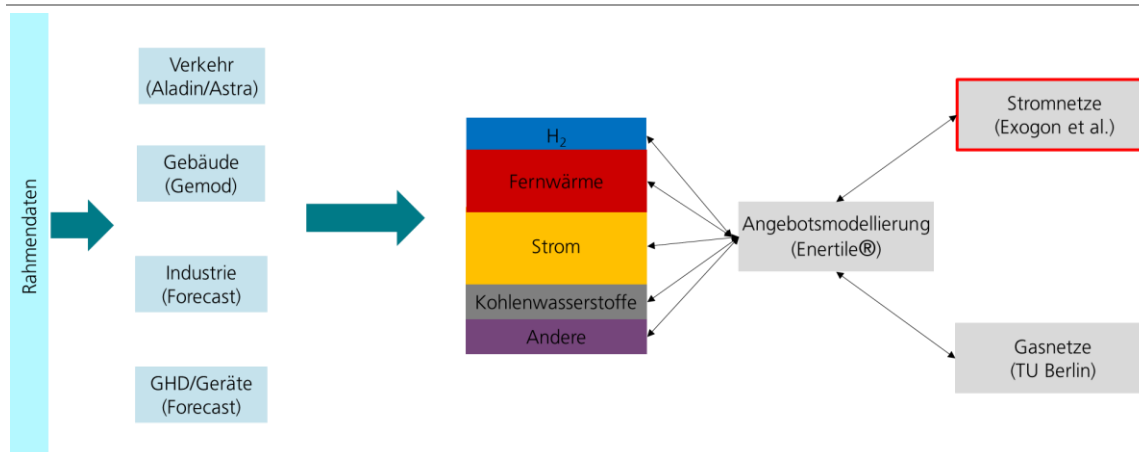
1 Einleitung

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. Während 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



Quelle: Eigene Darstellung.

Ausgehend vom Szenario T45-Strom wurde das Szenario T45-Strom* mit verbesserten Modellen berechnet. Zu den Verbesserungen gehören unter anderem die Erhöhung der Anzahl deutscher Regionen von sechs auf elf sowie die Integration einer Verteilnetzgleichung, um Engpässe im Verteilnetz für das Gesamtsystem sichtbar zu machen. Darauf aufbauend analysiert das Szenario PV+, wie sich ein sehr starker PV-Ausbau in Deutschland auf das Energiesystem auswirkt. Die Auswirkungen eines starken PV-Ausbaus in Kombination mit einer starken Steigerung der lokalen Flexibilität untersucht das Szenario T45-Dezentral.

Dieses Berichtsmodul stellt die Methodik und die Ergebnisse für den Bereich Stromnetze für diese T45-Strom* Szenarien 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.

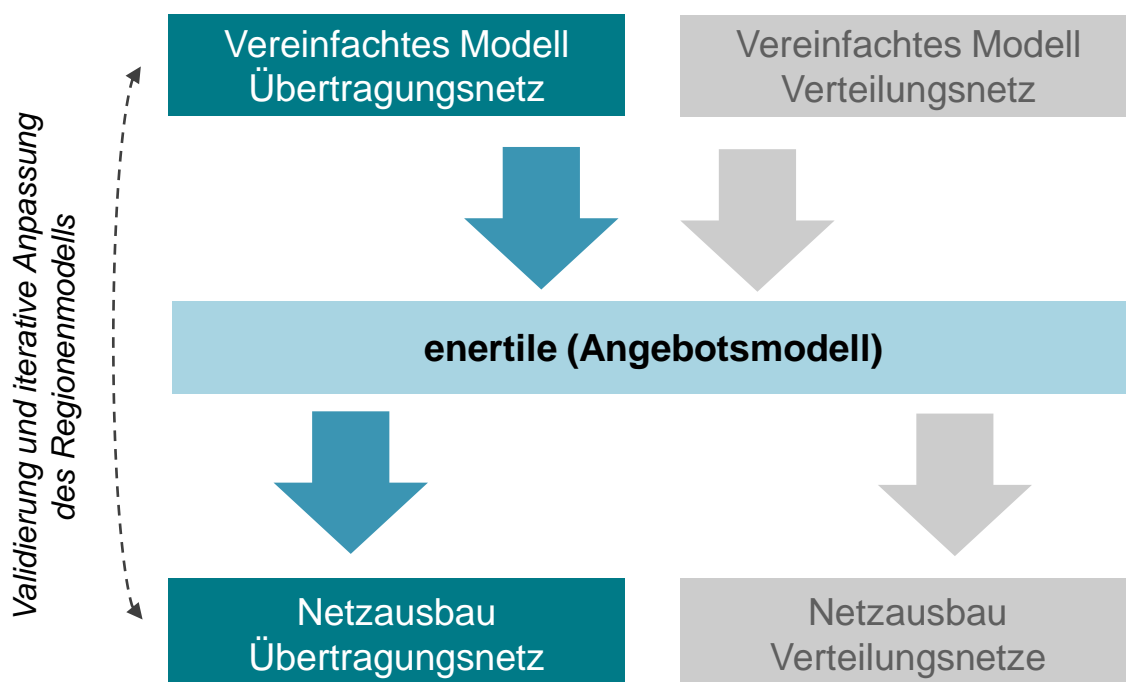
2 Ausbaubedarf für die Stromübertragungsnetze

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 erstes Ziel (Berücksichtigung von Kostenzusammenhängen im Angebotsmodell) kommt ein vereinfachtes Regionenmodell des europäischen Übertragungsnetzes zum Einsatz. 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 deutschen Übertragungsnetzes eingesetzt werden. Der Fokus liegt 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. 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 2035 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 Maßnahmen des von der Bundesnetzagentur am 14.01.2022 genehmigten Netzentwicklungsplan 2035 (Version 2021). Wir gehen dabei von einer zeitgerechten Umsetzung aus, d. h. von einer planmäßigen Umsetzung der Projekte bis zu den Betrachtungsjahren 2025, 2030 und 2035 dieser Studie. Für den grenzüberschreitenden Netzausbau in Europa werden die im Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2020 der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) vorgesehenen Netzausbauvorhaben (mit Ausnahme von Projekten, deren Status als „Under Consideration“ ausgewiesen ist) als Mindestnetzausbau „exogen“ vorgegeben. Die deutschen Offshore-Anlagen sind gemäß des Netzentwicklungsplan 2037/2045 (Version 2023) an das deutsche Übertragungsnetz angebunden.
- Für die Kostenbewertung des Übertragungsnetzausbaus werden Standardkosten herangezogen, wie sie für die Kalkulation der Projekte und Maßnahmen im Netzentwicklungsplan (NEP) 2035 (2021) von deutschen Übertragungsnetzbetreibern angewendet wurden. Zum Zeitpunkt dieser Veröffentlichung wurden die Kostensätze bereits im folgenden NEP 2023 – 2037/2045 aktualisiert und fallen inzwischen höher aus. 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 fallweise 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.

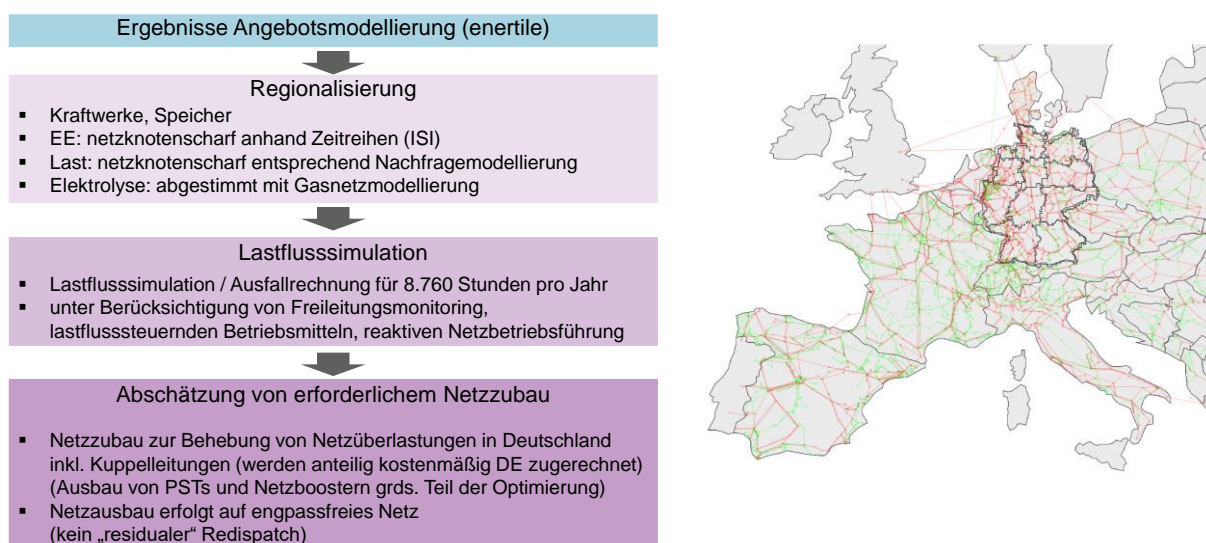
Mit dem oben bereits erwähnten **Regionenmodell** werden im Angebotsmodell Enertile Übertragungskorridore zwischen verschiedenen Regionen definiert, über die das Angebotsmodell Strom bis zu einer bestimmten Höhe (in GW) austauschen kann. Die Regionen entsprechen dabei i. W. den europäischen Ländern; für Deutschland wird im Hinblick auf den Fokus dieser Studie eine feinere Auflösung gewählt, so dass für Deutschland mehrere Regionen (davon eine „Nordsee-Offshore-Zone“) abgebildet werden (vgl. rechter Teil der Abbildung 3).¹ Das Regionenmodell in Enertile wurde von bisher 6+1 auf nun 11+1 Regionen erweitert. 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 Zone 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 Regionenzentren) 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 Gesamtsystemoptimierung 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.
- 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 lastflussteuernder 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 Ausbauroptimierung.

Ergebnis dieses Vorgehens ist eine Abschätzung in welchem Umfang und zu welchen Kosten das deutsche Übertragungsnetz² zur Umsetzung der betrachteten Szenarien ausgebaut und verstärkt werden muss. Dieses Vorgehen stellt keine explizite Netzplanung dar, wie sie z. B. im Rahmen des Netzentwicklungsplans der deutschen Übertragungsnetzbetreiber stattfindet, sondern dient insbesondere zur vergleichenden Bewertung der Szenarien im Hinblick auf ihre Wirkung auf die Stromnetze.

2.2 Europäischer Übertragungsnetzausbau

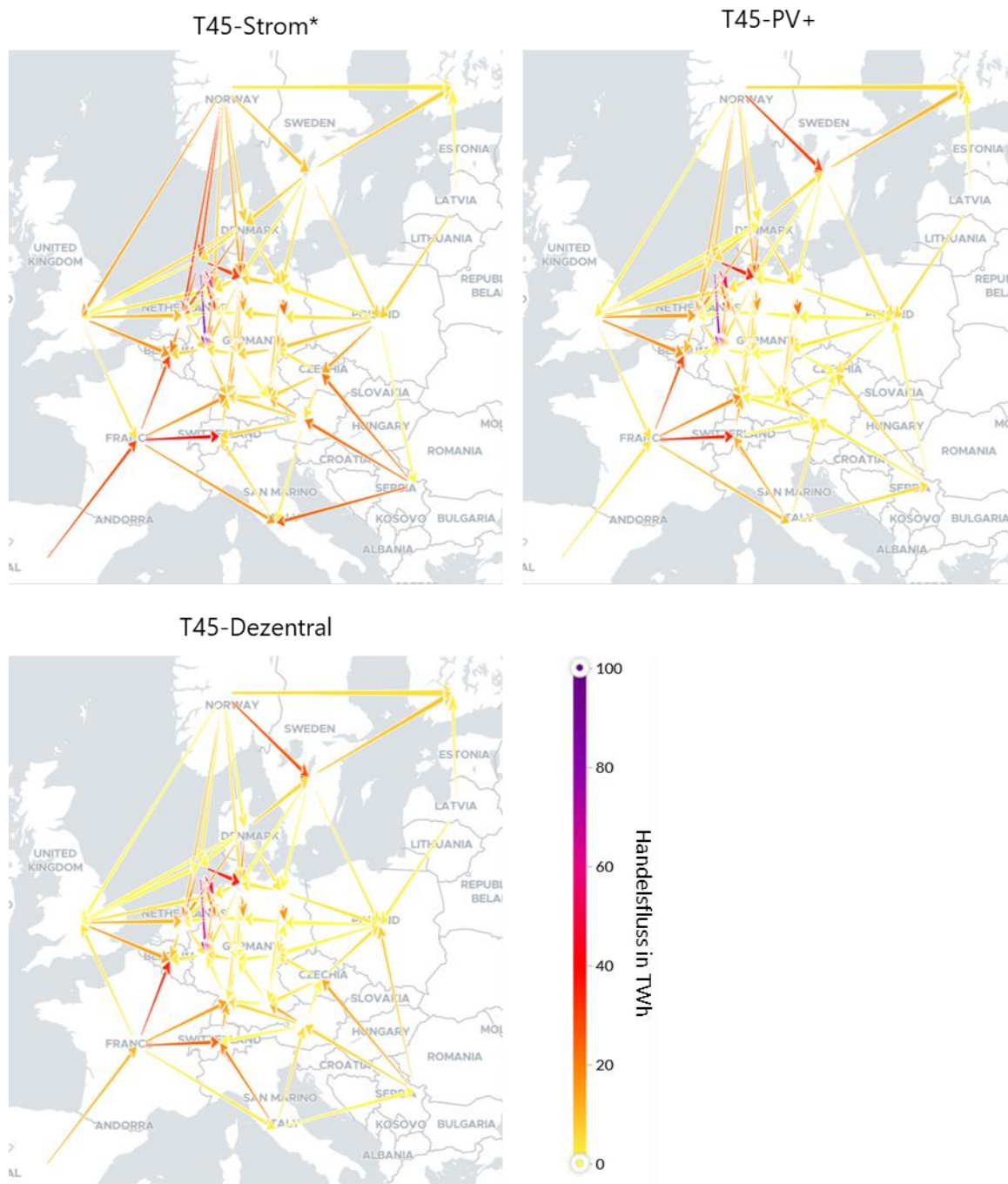
In diesem Abschnitt wird der Ausbaubedarf im europäischen Übertragungsnetz betrachtet. Dabei ist zu beachten, dass eine detaillierte Ermittlung des Ausbaubedarfs in den Übertragungs- und Verteilungsnetzen für die Langfristszenarien nur für Deutschland erfolgt. Aufgrund des gewählten Ansatzes zur Abbildung 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 allen 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. Im Szenario T45-Strom* ist das Gesamtvolumen des Stromaustauschs am höchsten, gefolgt von dem Szenario T45-PV+. In dem Szenario T45-Dezentral sind die Handelsvolumen und -kapazitäten kleiner, aber immer noch beträchtlich groß.

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.

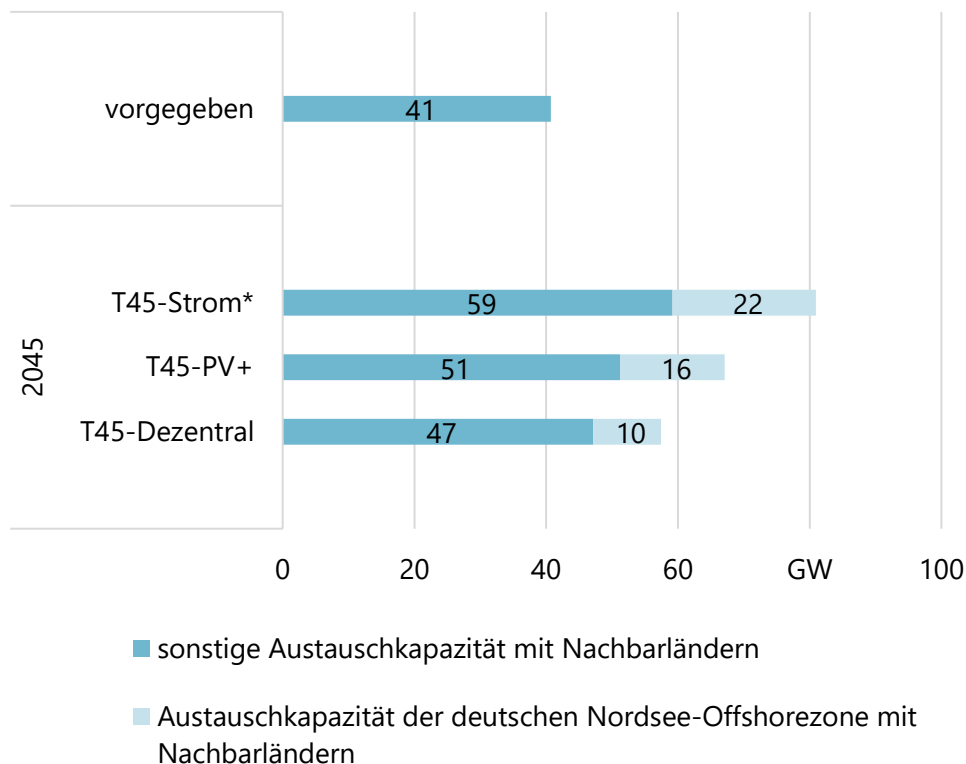
Gemein ist allen Szenarien der starke Austausch der modellierten deutschen Offshore-Zone mit den deutschen Onshore-Zonen; es ist übergreifend der stärkste "regionenüberschreitende" Austausch mit 223 TWh im Szenario T45-Strom*, 206 TWh im Szenario T45-PV+ und 193 TWh im Szenario T45-Dezentral.

Im Szenario T45-Strom* entsteht eine sehr starke Anbindung 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. Der Nettostromimport liegt im Szenario T45-Strom* im Jahr 2045 bei 115 TWh. 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.

Die höhere PV-Leistung in den Szenarien T45-PV+ und T45-Dezentral reduziert den Importbedarf von der Iberischen Halbinsel, dem Vereinigten Königreich und den nordischen Ländern. Die Richtung der Nettostromhandelsflüsse bleibt jedoch unverändert. Auch innerhalb Deutschlands verringert sich der Transport auf der Nord-Süd-Achse bei unveränderter Richtung. Der Nettostromimport sinkt im Szenario T45-PV+ auf 88 TWh und im Szenario T45-Dezentral auf 48 TWh.

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 in 2045 im Szenarienvergleich und im Vergleich zum Betrachtungsjahr 2035. Die grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten Deutschlands steigen bis 2045 in allen drei Szenarien deutlich auf 57-81 GW an. Dies ist in der Spitze etwa eine Verdopplung gegenüber dem gemäß TYNDP 2020 und NEP 2035 (2021) erwarteten Ausbaustand für 2035 (41GW). 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 jeweils zwischen 10 und 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 2035



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

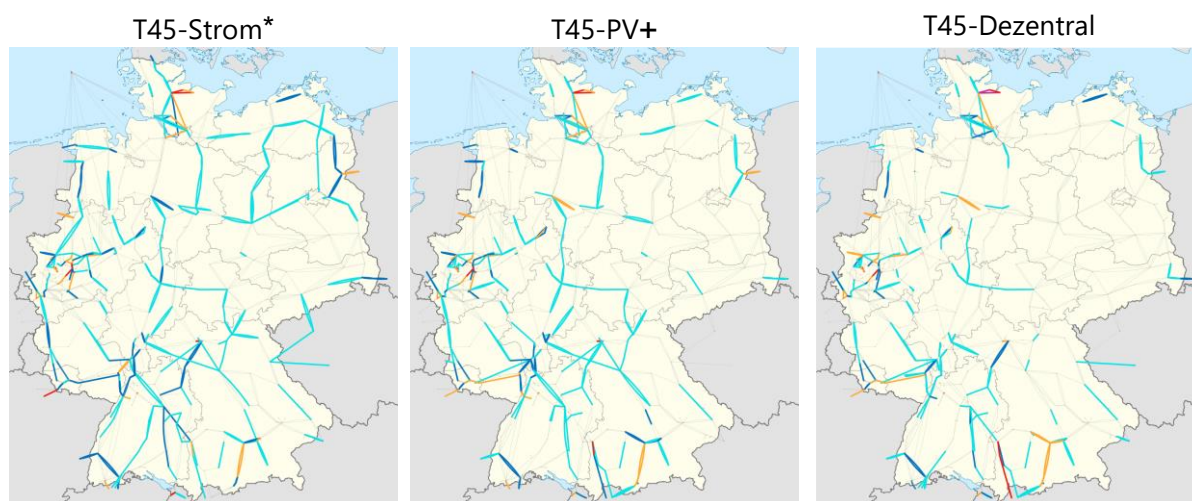
Quelle: Eigene Darstellung.

2.3 Ausbaubedarf im deutschen Übertragungsnetz

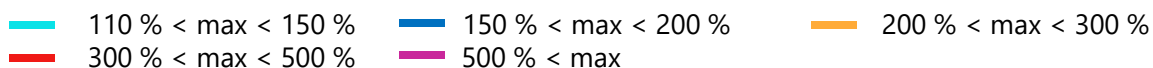
In diesem Abschnitt sind nun die Ergebnisse der detaillierten Analysen für das deutsche Übertragungsnetz dargestellt. Abbildung 6 zeigt zunächst die maximale (n-1)-Netzbelastung im deutschen Übertragungsnetz im Betrachtungsjahr 2045 im Szenarienvergleich vor weiterem Netzausbau gegenüber dem Startnetz 2035. 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 Netz³ 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“.

Abbildung 6: Maximale (n-1)-Netzbelastung im deutschen Übertragungsnetz im Betrachtungsjahr 2045 im Szenarienvergleich vor weiterem Netzausbau gegenüber dem Startnetz 2035



Max. Belastung im (n-1)-Fall:



Quelle: Eigene Darstellung.

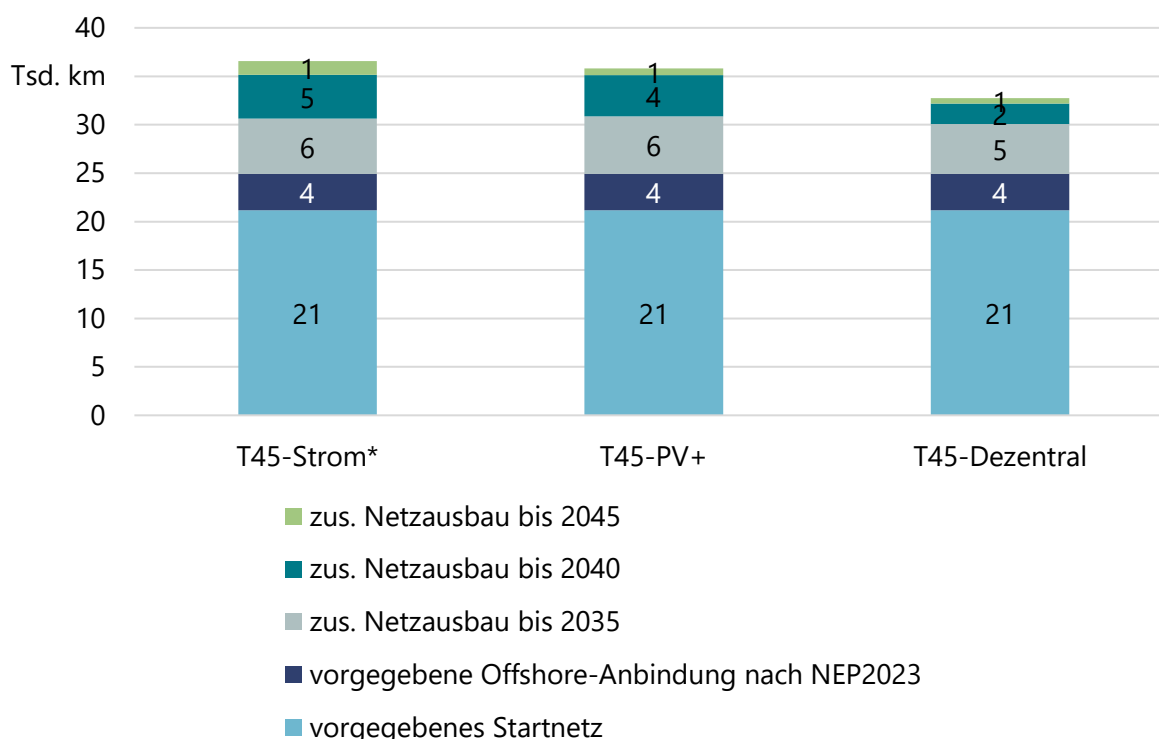
Erkennbar ist in Abbildung 6, dass im Szenario T45-Strom* in 2045 flächendeckend Leitungsüberlastungen vorliegen. In den Szenarien T45-PV+ und T45-Dezentral gehen die Netzüberlastungen im Norden zurück. Gründe hierfür sind u.a. der geringere Windzubau sowie geringere europäischen Nord-Süd-Transite. Im Gegenzug steigen die Netzbelastungen im Süden durch höhere PV-Einspeisleistungen an. Die erhöhte Flexibilität aus Batterien im Szenario T45-Dezentral führen zu geringeren innerdeutschen Austausch und damit geringeren überregionalen Netzüberlastungen.

Zu beachten ist, dass der Ermittlung dieser Leitungsbelastungen bereits ein optimierter Einsatz von den spätestens ab 2035 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.

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 NEP2035 (V2021) (entspricht in dieser Studie dem Startnetz 2035) hinaus weiter deutlich verstärkt und ausgebaut werden muss. Die zusätzlich erforderlichen Maßnahmen übersteigen den vorgegebenen Ausbau um 30 % bis 45 % mit Blick auf die verstärkten bzw. zusätzlich errichteten Stromkreis-km.

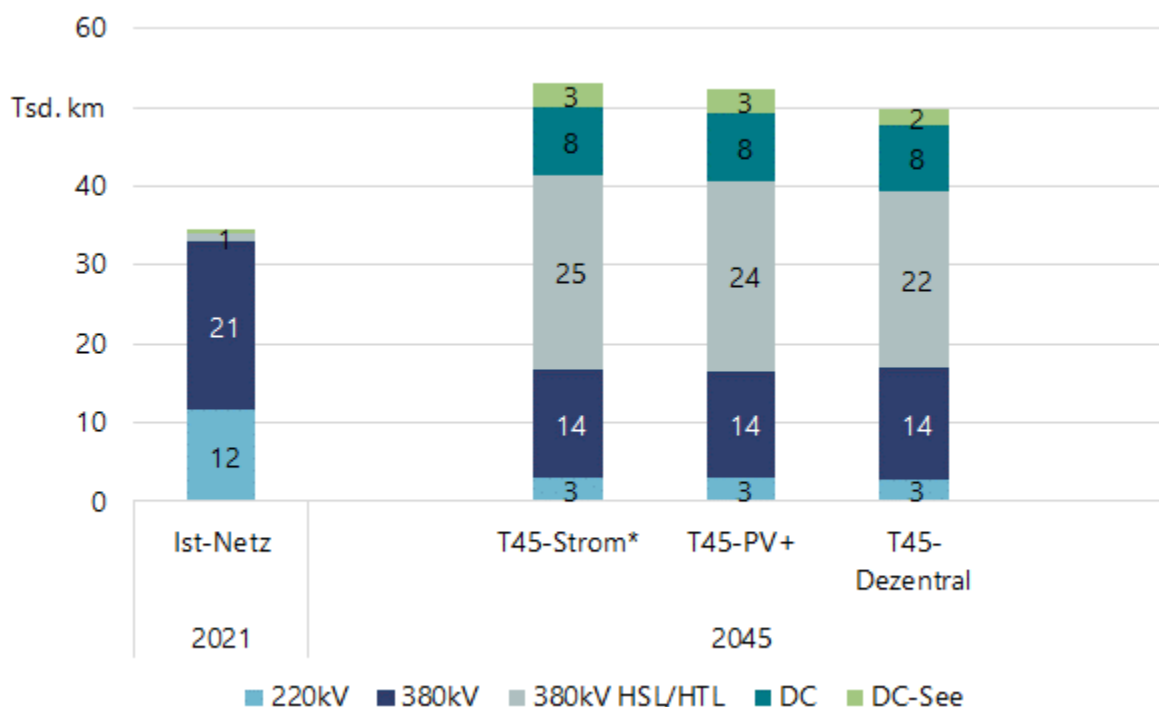
Abbildung 7: Ermittelte Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz bis zum Jahr 2045 im Szenarienvergleich



Quelle: Eigene Darstellung.

Wie bereits die in Abbildung 6 dargestellten maximalen Netzüberlastungen erwarten lassen, ist der Ausbaubedarf im Szenario T45-Strom* am höchsten und im Szenario T45-Dezentral am geringsten. Der über das Startnetz hinaus erforderliche Netzausbau erfolgt in allen Szenarien überwiegend bis zum Jahr 2040. Zusätzlich zum Ausbau von Stromleitungen erfolgt ein Ausbau von Phasenschiebertransformatoren (3-6 Stück bis 2045). Ein zusätzlicher Ausbau von Netzboostern findet nicht statt.

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 von bis zu 36.600 km. Die gesamte Stromkreislänge steigt auf 50 bis 53 Tsd. km im Jahr 2045 (heute ca. 36 tkm).

Abbildung 8: Netzmengengerüst des deutschen Übertragungsnetzes

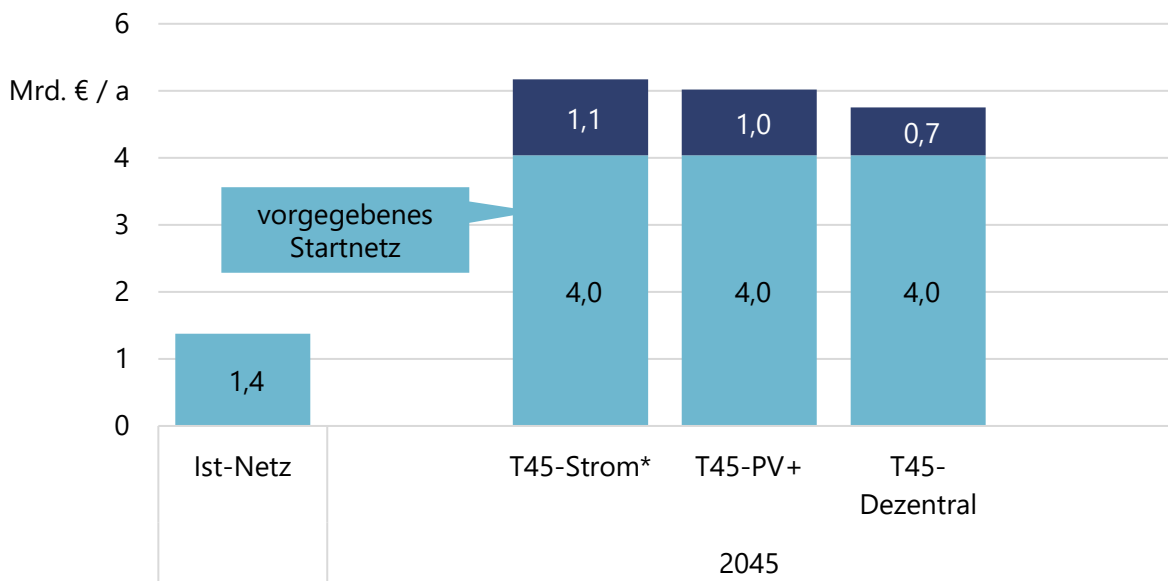
Quelle: Eigene Darstellung.

Der Ausbaubedarf im deutschen Übertragungsnetz geht auch mit einem Anstieg der annuitätischen Netzkosten⁴ einher, wie Abbildung 9 zeigt. Die Netzkosten steigen auf das 3,4- bis 3,6-fache des Wertes für das heutige Übertragungsnetz an, während sich im selben Zeitraum die Stromnachfrage in etwa verdoppelt. Zu beachten ist, dass die absolute Höhe der Netzkosten stark von den getroffenen Verzinsungsannahmen abhängt. In dieser Studie wurde aus volkswirtschaftlicher Perspektive ein Zinssatz von 2% für alle Investitionen angenommen.

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. Grund hierfür ist die getroffene Annahme, dass alle neuen und verstärkten Stromkreise zu 40% als Erdkabel ausgeführt werden. Bei einem Mehrkostenfaktor von Erdkabeln ggü. Freileitungen von ca. 5 bei Drehstrom- und etwa 3 bei HGÜ-Leitungen wirkt dies stark kostentreibend.

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 annuitiert. 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

	T45-Strom*	T45-PV+	T45-Dezentral
Installierte Leistungen [GW]			
Batterie	6	13	272
Biomasse	3	3	3
Methan Kraftwerke	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher	7,4	7,4	7,4
PV	400	693	693
Wasserkraft	4	4	4
Wasserstoff Kraftwerke	60	62	40
Wind an Land	160,0	128	128
Wind auf See	70,0	70,0	70,0
Wasserstoff			
H2-Erzeugung [TWh]	155	169	198
Elektrolyseure [GW]	68	77	68
Stromhandel [TWh]			
Nettostromimport	115	88	48
Stromverbrauch [TWh]			
Bruttostromverbrauch	1.234	1.423	1.373
Treiber Sektorenkopplung [GW]			
Spitzenlast Wärmepumpen	119	122	116
Spitzenlast Transport	108	111	149
Netzausbau			
Austauschkapazitäten mit elektrisch verbundenen Nachbarländern [GW]	81	67	57
Vorgegebener Netzausbau Startnetz [Stromkreiskilometer]	24.900	24.900	24.900
Zusätzlicher Netzausbau [Stromkreiskilometer]	11.600	10.900	7.800
Netzbooster (vorgegeben / zusätzlich) [GW]	0,45 / 0	0,45 / 0	0,45 / 0
PST (vorgegeben / zusätzlich) [Anzahl]	38 / 3	38 / 4	38 / 6

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.

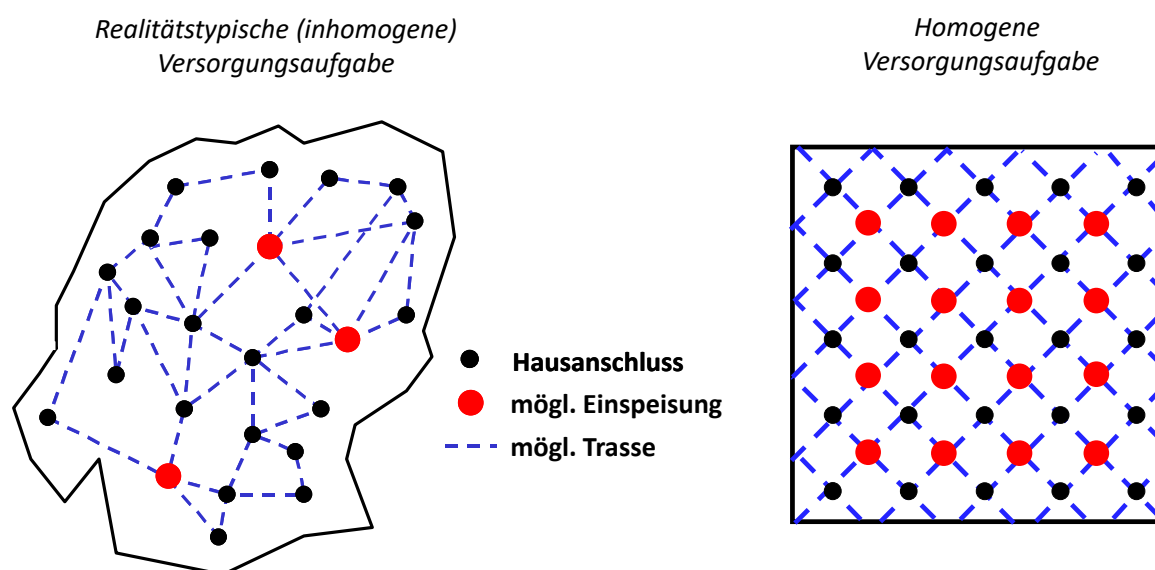
Die Versorgungsaufgabe stellt die Grundlage der Netzauslegung dar und umfasst alle planungsrelevanten und vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Eigenschaften eines Versorgungsgebiets und der dort angesiedelten Netznutzer. Für eine einzelne betrachtete Netzebene – im Rahmen der Studie wurden mittels 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 Erzeugungsscharakteristik 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



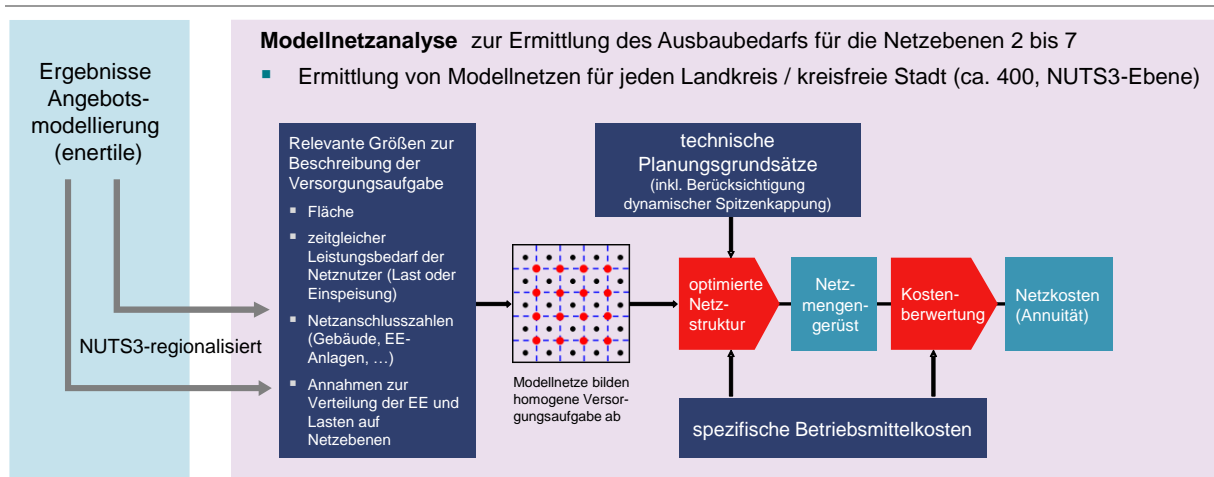
Quelle: Eigene Darstellung.

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 Ausbaumumfang 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 Belastungsspitzen. 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 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-Um-

spannwerks 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 wurde auch Verteilungsnetzengpässe für das Gesamtsystem sichtbar gemacht und dadurch die von Enertile vorgenommene Spitzenkappung von PV-Anlagen verbessert. Anders als bisher wird die Spitzenkappung nicht mehr separat im Verteilnetzmodell nachgebildet, sondern die von Enertile auf Ebene der 11 deutschen Regionen vorgenommene Abregelung übernommen. Innerhalb der Regionen wird die Abregelung innerhalb des Verteilungsnetzmodells auf die von EE-Anlagen dominierten NUTS3-Regionen aufgeteilt. Vorhandene Lastflexibilität wird in dieser Studie grundsätzlich nicht primär verteilungsnetzbezogen eingesetzt, sondern von Enertile optimiert und dort sowohl im Hinblick auf das Erzeugungssystem als auch die Stromübertragungsnetze eingesetzt. Eine 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 im Folgenden dargestellten Szenarien 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
NetzbetreibernAlle 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.

Die durchgeführten methodischen Anpassungen, u. a. beim Zuschnitt der Regionen und den Kostenansätzen sowie der verbesserten Spitzenkappung, führen zu einem geringeren modellierten Ausbaubedarf in den Verteilungsnetzen. Zum einen sinkt die insgesamt installierte Leistung von PV-Freiflächenanlagen zwischen den Szenarien T45-Strom und T45-Strom* im Stützjahr 2045 um knapp 30 GW, zum anderen wirkt die methodische Anpassung zur näherungsweise Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit von Last und PV-Erzeugung (Ermittlung von Residuallasten aus Zeitreihen anstelle einer pauschalen Abschätzung, s.o.) reduzierend auf den ermittelten Netzausbaubedarf. Betragen die annuitätischen Kosten der deutschen Verteilungsnetze im Jahr 2045 im Szenario T45-Strom – unter Berücksichtigung des zwischenzeitlich durchgeführten Updates der spezifischen Kostenansätze – noch ca. 19,4 Mrd. €/a, erreichen sie im Szenario T45-Strom* etwa 17,5 Mrd. €/a, was einer Differenz zwischen diesen beiden Szenarien von knapp 25 Prozent der heutigen Kosten (ca. 7,9 Mrd. €/a) entspricht.

Abbildung 13: Annuitätische Netzkosten der deutschen Verteilungsnetze im Szenarienvergleich

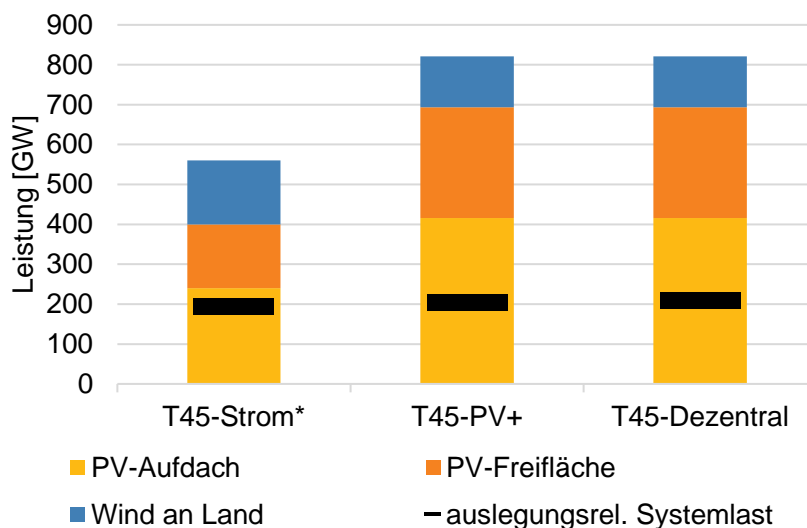
Quelle: Eigene Darstellung.

Bei den weiteren im Folgenden betrachteten Dezentralitätsszenarien wird u. a. angenommen, dass die Nachfragedeckung in Deutschland stärker durch PV-Anlagen erfolgt. Dadurch steigt die installierte Leistung von PV-Anlagen im Verteilungsnetz bis zum Jahr 2045 im Vergleich zum Szenario T45-Strom* noch einmal deutlich an, während die installierte Leistung von Wind-an-Land-Anlagen leicht darunter liegt. Abbildung 14 zeigt, wie sich die EE-Leistung und die in Lastrichtung auslegungsrelevante Systemlast⁵ in den verschiedenen Szenarien bis 2045 in Deutschland⁶ entwickeln.

⁵ Als auslegungsrelevante Systemlast ist in den T45-Szenarien die maximale Residuallast der Verteilungsnetze aus Sicht der Übertragungsnetzebene ausgewiesen; sie erlaubt näherungsweise die lastbedingten Anforderungen an die Verteilungsnetze darzustellen; in der Verteilungsnetzmodellierung selbst erfolgt die Abbildung der lastbedingten Anforderungen sowohl geographisch höher aufgelöst als auch differenziert nach Netzebenen; in der hier dargestellten Systemlast nicht enthalten sind direkt im Übertragungsnetz angeschlossene Lasten, wie z. B. Elektrolyseure.

⁶ Die Aggregation in einen deutschlandweiten Summenwert ist nur zur Ergebnisdarstellung aufgegriffen; die Modellierung der Verteilungsnetze erfolgt in der Studie deutlich höher aufgelöst (NUTS3).

Abbildung 14: Leistung im Verteilungsnetz angeschlossener EE-Erzeugung und in Lastrichtung auslegungsrelevante Systemlast⁵ im Betrachtungsjahr 2045 im Szenarienvergleich

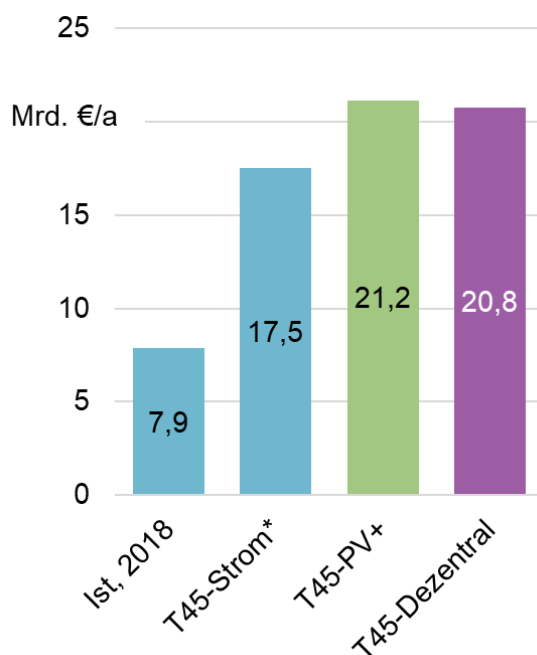


Quelle: Eigene Darstellung.

Die Verlagerung des EE-Ausbaus hin zu mehr PV-Anlagen erhöht die annuitätischen Gesamtkosten der Verteilungsnetze im Jahr 2045 deutlich um 3,3 bzw. 3,7 Mrd.€/a im Vergleich zum Szenario T45-Strom* (Abbildung 15). Insbesondere die höhere Anzahl an zu erschließenden und zu integrierenden PV-Anlagen erhöht die Netzkosten. Weiter erhöht die Verlagerung des EE-Ausbau in niedrigere Spannungsebenen die Ausbaurkosten in Gebieten mit EE-bedingtem Ausbau, da systematisch mehr Netzebenen von Ausbau betroffen sind. Eine weitere Schärfung der zur Verbesserung der Spitzenkappung in Inertile abgebildeten VN-Variable, z. B. durch Erweiterung der berücksichtigten Technologien oder einer detaillierteren Abbildung des lastbedingten Ausbaus, könnte den Ausbau der Verteilungsnetze weiter begrenzen. Dies würde aber den Umfang der Abregelung erhöhen.

Das Szenario T45-Dezentral weist im Vergleich zum Szenario T45-PV+ eine identische Menge installierte Leistung von im Verteilungsnetz angeschlossenen EE-Anlagen auf, jedoch wurde der Ausbau von Batteriespeichern im Szenario T45-Dezentral signifikant erhöht. Auch wenn der Ausbaubedarf im Verteilungsnetz und damit die annuitätischen Kosten des Szenarios T45-Dezentral gegenüber dem Szenario T45-PV+ nur leicht sinken, erlaubt der hohe Batteriespeicherausbau bei gleicher, sehr hoher installierter PV-Leistung (ca. 700 GW) eine deutlich geringere EE-Abregelung (-100 TWh).

Abbildung 15: Annuitätische Netzkosten der deutschen Verteilungsnetze im Betrachtungsjahr 2045 im Szenarienvergleich und im Ausgangsjahr



Quelle: Eigene Darstellung.

Bei der Interpretation der Kostenergebnisse ist grundsätzlich 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 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 dargestellten Dekarbonisierungspfade basieren auf dem Ziel der Erreichung von Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045. Dieses Berichtsmodul stellt die Ergebnisse für den Bereich Stromnetze der drei Szenarien T45-Strom*, T45-PV+ und T45-Dezentral dar.

Das Szenario T45-Strom* ist das Update des Szenario T45-Strom und setzt auf eine starke Elektrifizierung des Energiesystems. Zu den Neuerungen gehören unter anderem die höhere Anzahl deutscher Regionen sowie die Integration einer Verteilnetzgleichung, um Engpässe im Verteilnetz für das Gesamtsystem sichtbar zu machen. Im Szenario PV+ ist untersucht, wie ein starker Ausbau der Photovoltaik in Deutschland und Europa das Energiesystem beeinflusst. Das Szenario T45-Dezentral betrachtet die Auswirkungen eines starken Ausbaus der Photovoltaik kombiniert mit einer deutlichen Erhöhung der lokalen Flexibilität.

Im deutschen Übertragungsnetz ist bis zum Jahr 2045 in allen drei Szenarien ein erheblicher Netzausbau erforderlich, der im Sinne der Optimierung des Energieangebots auch gesamtsystemisch kostenoptimal ist. In allen Szenarien wurde ein Mindestnetzausbau als gesetzlich vorgegeben. Dieser umfasst den heute im Rahmen des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) und des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) vorgesehenen Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes und beläuft sich auf ca. 21.000 Stromkreiskilometer, die gegenüber heute (Ist-Netz 2021) bis zum Jahr 2035 verstärkt oder ausgebaut werden. Hinzukommen ca. 4.000 zusätzliche Stromkreiskilometer für die Anbindung der Offshore-Anlagen gemäß des NEP 2037/2045 (V2023)⁷. Im Szenario T45-Strom* sind die Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen am höchsten (12.000 km), gefolgt von dem Szenario T45-PV+ (11.000 km). Im Szenario T45-Dezentral reduzieren sich die Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen auf 8.000 km. Zudem kommt es zu regionalen Verschiebungen des Netzausbaus. Zusätzlich zum Ausbau von Stromleitungen erfolgt der Einsatz und der (insgesamt eher moderate) Ausbau von Phasenschiebertransformatoren und Netzboostern.

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. Daher steigen die Netzkosten stärker als die Netzlängen. Die annuitätischen Kosten⁸ des deutschen Übertragungsnetzes steigen von heute ca. 1,4 Mrd. EUR auf 5,1 Mrd. EUR/a (T45-Strom*), 5,0 Mrd. EUR/a (T45-PV+) und 4,7 Mrd. EUR/a (T45-Dezentral) im Jahr 2045.

Ausschlaggebend für den Netzausbau ist nicht nur der steigende Stromtransportbedarf von den EE-Erzeugungsschwerpunkten zu den Lastschwerpunkten innerhalb Deutschlands, sondern auch die gegenüber heute weiter deutlich verstärkte Einbindung Deutschlands in das europäische Stromübertragungsnetz. So steigen die grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten Deutschlands bis 2045 auf rund 57-81 GW an. Der Ausbau des Stromübertragungsnetzes ist ein wichtiger Baustein in allen untersuchten Szenarien und erlaubt die Senkung der Gesamtkosten des Energiesystems. Dafür ist ein frühzeitiges europäisch koordiniertes Vorgehen erforderlich.

Auch wenn im Vergleich zu heute in den Verteilungsnetzen weiterhin hoher Ausbaubedarf besteht, führen die durchgeführten methodischen Anpassungen, u. a. beim Zuschnitt der Regionen und den

⁷ Die Offshore-Anbindungen bis in die küstennahen Regionen sind nicht enthalten.

⁸ Ermittelt auf Tagesneuwertbasis für das jeweilige Netzmengengerüst bei einem Zinssatz von 2 %.

Kostenansätzen sowie der verbesserten Spitzenkappung, zu geringerem Ausbaubedarf in den Verteilungsnetzen. Zum einen sinkt die insgesamt installierte Leistung von PV-Freiflächenanlagen zwischen den Szenarien T45-Strom und T45-Strom* im Stützjahr 2045 um knapp 30 GW, zum anderen reduziert die näherungsweise Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit von Last und PV-Erzeugung den Netzausbaubedarf. Betragen die annuitätischen Kosten der deutschen Verteilungsnetze im Jahr 2045 im Szenario T45-Strom – unter Berücksichtigung des zwischenzeitlich durchgeführten Updates der spezifischen Kostenansätze – noch ca. 19,4 Mrd. €/a, erreichen sie im Szenario T45-Strom* etwa 17,5 Mrd. €/a, was einer Differenz zwischen diesen beiden Szenarien von knapp 25 Prozent der heutigen Kosten (ca. 7,9 Mrd. €/a) entspricht.

Die in den Szenarien T45-PV+ und T45-Dezentral angenommene Verlagerung des EE-Ausbaus hin zu mehr PV-Anlagen erhöht die Ausbaurkosten der Verteilungsnetze im Jahr 2045 deutlich um 3,3 bzw. 3,7 Mrd.€/a im Vergleich zum Szenario T45-Strom*. Insbesondere die höhere Anzahl an zu erschließenden und zu integrierenden Anlagen erhöht die Netzkosten. Weiter erhöht die Verlagerung des EE-Ausbaus in niedrigere Spannungsebenen die Ausbaurkosten in Gebieten mit EE-bedingtem Ausbau, da systematisch mehr Netzebenen von Ausbau betroffen sind. Das Szenario T45-Dezentral weist im Vergleich zum Szenario T45-PV+ eine identische Menge installierte Leistung von im Verteilungsnetz angeschlossenen EE-Anlagen auf, jedoch wurde der Ausbau von Batteriespeichern im Szenario T45-Dezentral signifikant erhöht. Auch wenn der Ausbaubedarf im Verteilungsnetz und damit die annuitätischen Kosten des Szenarios T45-Dezentral gegenüber dem Szenario T45-PV+ nur leicht sinken, erlaubt der hohe Batteriespeicherausbau bei gleicher, sehr hoher installierter PV-Leistung (ca. 700 GW) eine deutlich geringere EE-Abregelung (-100 TWh).