

Gerechtigkeit im EE-Ausbau: Systemische Wirkung gerechter EE-Verteilungen. Kosten, Emissionen und Strommarktimplikationen.

Teilvorhaben Power, Big pictures and participation des Gesamtvorhabens *EmPowerPlan*: Regionale Planung der Energiewende – Partizipation und Gerechtigkeit vor Ort und das große Ganze im Blick

Juli 2025

Autorinnen und Autoren

Franziska Flachsbarth
Öko-Institut e.V.

Dr. Marion Wingenbach
Öko-Institut e.V.

Christian Winger
Öko-Institut e.V.

Kontakt

f.flachsbarth@oeko.de
www.oeko.de

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Borkumstraße 2
13189 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

Diese Publikation wurde erstellt im Rahmen des vom BMWK finanzierten Forschungsprojekts „*EmPowerPlan*: Regionale Planung der Energiewende - Partizipation und Gerechtigkeit vor Ort und das große Ganze im Blick“. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	I
1 Einführung	1
2 Modellrahmen und Zielbild	2
2.1 Zielbild 2045	2
2.2 Nachfrage im Zieljahr 2045	3
2.2.1 Stromnachfrage	5
2.2.2 Fernwärmenachfrage	6
2.2.3 Strombasierte Energieträger und Wasserstoffnachfrage	7
2.3 Modellierungsansatz	8
3 Technologischer Ausbauzustand im Zieljahr 2045	10
3.1 Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien 2045	10
3.1.1 Kapazitäten	10
3.1.2 Regionalisierung und Gerechtigkeitsannahmen	11
3.1.3 Methodik zur Ableitung stündlicher EE-Einspeisezeitreihen	12
3.2 Konventionelle Stromerzeugung und Speicherkapazitäten	13
3.3 Elektrolyseure	14
3.4 Netze und grenzüberschreitende Stromhandelskapazitäten	14
4 Energie- und CO₂-Preise	14
5 Ergebnisse	15
5.1 Die Varianten	16
5.2 Ergebnisse: Set 1 – Konstante installierte Leistung	17
5.2.1 Systemkosten	17
5.2.2 Energieträgerspezifische Stromerzeugung	20
5.2.3 Wärmeerzeugung zur Deckung der Fernwärmenachfrage	22
5.2.4 Stromnachfrage	24
5.2.5 Umweltwirkungen: CO ₂ -Emissionen und EE-Anteile	25
5.2.6 Systemintegration	28
5.2.7 Fazit	29
5.3 Ergebnisse: Set 2 – Konstante Stromerzeugung Wind onshore	30
5.3.1 Systemkosten	31
5.3.2 Energieträgerspezifische Stromerzeugung	33

5.3.3	Wärmeerzeugung zur Deckung der Fernwärmenachfrage	35
5.3.4	Stromnachfrage	35
5.3.5	Umweltwirkungen: CO ₂ -Emissionen und EE-Anteile	36
5.3.6	Systemintegration	37
5.3.7	Fazit	38
6	Zusammenfassung und Ausblick	38
7	Literaturverzeichnis	41
Anhang		44

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Endenergienachfragen im Zielbild 2045	4
Abbildung 2-2: Input, Modelllogik und Output des Energiesystemmodells <i>PowerFlex</i>	8
Abbildung 5-1: Zusammensetzung der jährlichen Gesamtsystemkosten in den untersuchten Szenarien	18
Abbildung 5-2: Veränderung der variablen Stromerzeugungskosten in Abhängigkeit von der EE-Regionalisierung	19
Abbildung 5-3: Energieträgerspezifische Stromerzeugung	21
Abbildung 5-4: Wärmeerzeugung zur Deckung der Fernwärmenachfrage	23
Abbildung 5-5: Differenzen der verbraucherspezifischen Stromnachfragen zur Referenz	24
Abbildung 5-6: Auswirkungen der Variation der EE-Allokation auf die nationalen CO ₂ -Emissionen	26
Abbildung 5-7: Auswirkungen der Variation der EE-Allokation europäischen CO ₂ -Emissionen	27
Abbildung 5-8: Flexible Nachfrage der Referenz und deren Änderung in den Variationen	29
Abbildung 5-9: Energieträgerspezifische Stromerzeugung der Ergebnisssets im Vergleich	34
Abbildung 5-10: Änderungen der Stromnachfrage der Szenariosets im Vergleich zur Referenz (TWh)	36
Abbildung 5-11: Flexible Nachfrage der Referenz und deren Änderung in den Variationen	37

Tabellenverzeichnis

Tabelle 5-1: Systemkosten der Ergebnisssets im Vergleich	32
Tabelle 7-1: Verhältnisindikator variable Kostenänderungen DE und Europa	44

Abkürzungsverzeichnis

BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CCS	Carbon Capture and Storage
DSM	Lastverschiebung (Demand Side Management)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien-Gesetz
FF	Freiflächen
GHD	Gewerbe Handel Dienstleistungen
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
P2H	Power-to-Heat
P2H ₂	Wasserstoffelektrolyse
PtH ₂	Power-to-Hydrogen-Produktion
PtL	Power to Liquid
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
RLI	Reiner Lemoine Institut
TWh	Terawattstunde
V2G	Vehicle-to-Grid

Zusammenfassung

Wo erneuerbare Energien ausgebaut werden, ist keine rein technische Frage – sondern eine gesellschaftliche. Der vorliegende Bericht analysiert die systemischen Effekte unterschiedlicher Verteilungspfade für Wind- und Solarenergie im Stromsystem der Zukunft. Im Zentrum steht die Frage: **Was passiert, wenn Erneuerbare nicht nur nach Effizienz, sondern auch nach Gerechtigkeit verteilt werden?**

Dazu wurden verschiedene Gerechtigkeitslogiken – etwa flächenbasiert, bevölkerungsfern oder lastnah – algorithmisch operationalisiert und in räumlich differenzierte EE-Ausbaupfade übersetzt. Zwei Zielsysteme wurden untersucht: eines mit konstanter installierter Leistung (Set 1) und eines mit harmonisierter Strommenge (Set 2). Mithilfe des stündlich aufgelösten Energiesystemmodells PowerFlex wurde berechnet, wie sich diese Pfade auf Systemkosten, Emissionen, Stromimporte und Flexibilitätsoptionen auswirken.

Die Ergebnisse zeigen: **Gerechtigkeitsorientierte Verteilungen erzeugen systemische Unterschiede – aber keine Systembrüche.** In Set 1 kommt es durch geringere Standortqualität zu höheren Emissionen und Kosten. In Set 2 können diese Effekte durch Mehrausbau ausgeglichen werden – bei vertretbarem Aufwand. Besonders robust zeigt sich die PV-Freifläche: Sie bleibt auch bei variiertem Verteilung weitgehend stabil im Ertrag und eröffnet damit politischen Gestaltungsspielraum.

Der Bericht liefert damit eine belastbare Datengrundlage für die gesellschaftliche Aushandlung der Energiewende – und macht deutlich, dass eine faire Verteilung nicht nur möglich, sondern gestaltbar ist.

1 Einführung

Der Ausbau erneuerbarer Energien ist ein zentraler Baustein auf dem Weg zu einem klimaneutralen Energiesystem. Er eröffnet neue Möglichkeiten für regionale Wertschöpfung, stärkt die Versorgungssicherheit und leistet einen essenziellen Beitrag zum Klimaschutz. Gleichzeitig wirft er grundlegende Fragen darüber auf, wie die räumliche Verteilung von Anlagen gestaltet werden sollte: Welche Regionen leisten welchen Beitrag? Welche Kriterien gelten als fair? Und wie lassen sich unterschiedliche Vorstellungen von Gerechtigkeit in planerische und systemische Entscheidungen übersetzen?

Im Projekt *EmPowerPlan* haben wir untersucht, wie sich verschiedene normative Vorstellungen einer gerechten Allokation von Wind- und Photovoltaik (PV)-Anlagen auf das Energiesystem auswirken können. Im parallel zu dieser Veröffentlichung erscheinenden Bericht „Gerechtigkeit im EE-Ausbau: Erneuerbare gerecht in die Fläche bringen. Verteilungslogiken, algorithmische Ansätze und Konsensräume“ wurden dazu sechs unterschiedliche Gerechtigkeitsvorstellungen systematisch operationalisiert, quantifiziert und räumlich umgesetzt (Wingenbach et al. 2025). Sie orientieren sich jeweils an einem konkreten Kriterium, das gesellschaftlich oder planerisch als gerecht gelten kann:

- Lastnahe Verteilung,
- Bevölkerungsnahe Verteilung,
- Bevölkerungserne Verteilung,
- Potenzialbasierte Verteilung,
- Flächenorientierte Verteilung,
- sowie systemkostenminimierende Verteilung, die zudem als Referenz dient.

Diese Gerechtigkeitsvorstellungen wurden in Form räumlich hochaufgelöster Allokationen abgebildet, technisch konsistent auf das Modellgebiet aggregiert und in stündlich aufgelöste Einspeisezeitreihen für Wind- und Solarstrom auf Deutschlandebene überführt.

Der vorliegende Bericht analysiert modellgestützt, wie sich diese unterschiedlichen Allokationen auf das Energiesystem auswirken könnten. Untersucht werden zentrale Ergebnisgrößen wie die Systemgesamtkosten auf nationaler und europäischer Ebene, die variablen Stromerzeugungskosten sowie der zusätzliche Investitionsbedarf. Darüber hinaus wird ein Blick auf ökologische Wirkungen geworfen – etwa den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung oder die CO₂-Emissionen auf nationaler und europäischer Ebene. Kenngrößen wie das Ausmaß der EE-Abregelung oder die Flexibilitätsnutzung geben Aufschluss über die Systemintegration.

Im Mittelpunkt des Berichts steht ein konsistentes Zielbild für das Jahr 2045, das auf Grundlage zentraler Annahmen des Projektionsberichts 2024 entwickelt wurde (Harthan et al. 2024). Im Unterschied zum Projektionsbericht, der die Fortschreibung bestehender Maßnahmenpolitik darstellt, beschreibt das hier genutzte Zielbild einen vollständig klimaneutralen Stromsektor, der sich an den langfristigen politischen Zielsetzungen orientiert. Dieses Szenario bildet den Bezugsrahmen für alle untersuchten Varianten der Erneuerbaren Energien (EE)-Allokation.

Die Modellierung erfolgt mit dem techno-ökonomischen Strommarktmodell *PowerFlex* (Öko-Institut 2025). Infrastruktur, Nachfrage, technologische Parameter und Preisannahmen bleiben über alle Varianten hinweg konstant – variiert wird ausschließlich die Allokation von Wind-onshore- und PV-Freiflächen-Anlagen in Form der daraus resultierenden, auf Deutschland aggregierten stündlichen Einspeisezeitreihen. Diese unterscheiden sich nicht nur in ihrer zeitlichen Struktur und ihrer Korrelation mit der Residuallast, sondern auch in der resultierenden Erzeugungsmenge.

Die systemischen Auswirkungen dieser Unterschiede werden in zwei Schritten analysiert: Zunächst wird die installierte Leistung für alle Varianten konstant gehalten, um die Effekte rein räumlicher Allokation sichtbar zu machen – etwa auf Stromerzeugung, Emissionen, Strompreise oder Importbedarf. In einem zweiten Schritt wird die Stromerzeugung über alle Szenarien harmonisiert. Dadurch werden die Unterschiede insbesondere im Flächenverbrauch und im Investitionsbedarf deutlich. Auf diese Weise lassen sich sowohl systemische als auch planerische Wirkungen der verschiedenen Gerechtigkeitsvorstellungen differenziert bewerten.

Der Bericht leistet damit einen Beitrag zur Frage, wie unterschiedliche Allokationsprinzipien im EE-Ausbau nicht nur gesellschaftlich, sondern auch technisch-ökonomisch wirksam werden – und welche Rückschlüsse sich daraus für eine faire und tragfähige Gestaltung der Transformation ziehen lassen.

2 Modellrahmen und Zielbild

Die in diesem Bericht untersuchten Varianten zur Allokation erneuerbarer Erzeugungskapazitäten werden alle innerhalb eines gemeinsamen Modellrahmens analysiert. Dieses Kapitel beschreibt die zentralen Elemente dieses Rahmens und legt die zugrundeliegenden Annahmen offen. Ziel ist es, die Struktur, Logik und Annahmehasis des verwendeten Strommarktszenarios für das Jahr 2045 nachvollziehbar darzustellen.

Im Mittelpunkt steht dabei ein zielgerichtet ausgestaltetes Strommarktszenario, das auf bestehenden Planungspfaden aufbaut, aber durch gezielte politische Instrumente an die Anforderungen eines treibhausgasneutralen Stromsystems angepasst wurde (Abschnitt 2.1). Darauf aufbauend werden die exogen gesetzten Nachfragestrukturen beschrieben (Abschnitt 2.2) sowie die verwendeten Modellierungsansätze und technologischen Rahmenbedingungen erläutert (Abschnitt 2.3).

Das hier skizzierte Zielbild bildet die einheitliche Grundlage für alle im weiteren Verlauf untersuchten EE-Verteilungsszenarien.

2.1 Zielbild 2045

Die Modellierung im Projekt *EmPowerPlan* basiert auf einem eigenständig entwickelten Zielbild für den deutschen Strommarkt im Jahr 2045. Es beschreibt ein vollständig treibhausgasneutrales Stromsystem und dient als gemeinsamer Rahmen für die Analyse unterschiedlicher Allokationen erneuerbarer Erzeugungskapazitäten.

Das Zielbild orientiert sich an den zentralen Rahmensetzungen des Projektionsberichts 2024 (Mendelevitch et al. 2024) und übernimmt wesentliche strukturelle Grundannahmen – etwa zur technologischen Bandbreite, zu sektorialem Wandel und zur Entwicklung der Nachfrage. Gleichzeitig wird es im Sinne eines weiterentwickelten Policy-Mix-Szenarios ergänzt: Werden die im Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) definierten Ziele mit den im Projektionsbericht unterstellten Maßnahmen

nicht erreicht, wird der bestehende Instrumentenmix gezielt verschärft und durch zusätzliche Maßnahmen ergänzt.

Konkret unterstellt das Zielbild unter anderem:

- die Fortführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) als zentralem Förderinstrument,
- die Umsetzung der Kraftwerksstrategie mit Ausschreibungen für wasserstofffähige Spitzenlastkraftwerke,
- einen vollständigen Heizölausstieg bis 2035, mit Ausnahme der stofflichen Nutzung in Raffinerien,
- eine wirtschaftliche Flankierung der Wasserstoffverstromung über Ausgleichszahlungen gegenüber Erdgas,
- den Einsatz von CO₂-Abscheidung (CCS) in Müllverstromungsanlagen ab 2045,
- sowie die Transformation der Wärmenetze im Einklang mit gesetzlichen Zielsetzungen.

Das resultierende Stromsystem ist vollständig treibhausgasneutral, stark elektrifiziert und in den europäischen Stromhandel eingebettet. Die Nachfrageentwicklung basiert auf sektoralen Pfaden mit hohen Elektrifizierungsraten in Industrie, Verkehr und Gebäuden (vgl. Kap. 2.2). Weitere Annahmen betreffen die CO₂-Bepreisung, die Brennstoffkosten und weitere technologische Restriktionen. Sie orientieren sich an aktuellen politischen Zielen, Planungsgrundlagen und Szenarien zur Infrastrukturentwicklung.

Aus dem Charakter des Szenarios ergibt sich auch der methodische Fokus der Analyse: Der Bericht betrachtet ausschließlich das Zieljahr 2045, nicht die Transformationspfade dorthin. Im Mittelpunkt steht ein normativ definiertes Zielsystem, nicht dessen politische Erreichbarkeit oder Kostenverteilung über die Zeit. Die untersuchten Varianten folgen einer Greenfield-Logik – das heißt: Die Standorte und Kapazitäten erneuerbarer Anlagen werden vollständig neu verteilt, unabhängig von Bestandsstrukturen oder bisherigen Ausbaupfaden. Dieser Ansatz erlaubt es, die systemischen und planerischen Effekte unterschiedlicher Verteilungslogiken im Zielzustand vergleichend zu analysieren – ohne durch historische Pfadabhängigkeiten überformt zu werden.

2.2 Nachfrage im Zieljahr 2045

Die Modellierung des Zieljahrs 2045 basiert auf einem integrierten Verständnis sektoraler Energiebedarfe in einem weitgehend dekarbonisierten Energiesystem. Die Nachfrage bildet dabei keine historische Fortschreibung, sondern ein normativ fundiertes Zielbild, das sich an den Anforderungen eines klimaneutralen Deutschlands orientiert. Die betrachteten Verbrauchsgrößen umfassen einerseits den Strombedarf klassischer und neuer elektrischer Anwendungen, andererseits sektorübergreifende Wärmebedarfe in Fernwärmesystemen sowie die Nutzung strombasierter Energieträger wie Wasserstoff und PtL-Kraftstoffe.

Für die *EmPowerPlan*-Modellierung wurden diese Nachfragen differenziert erfasst:

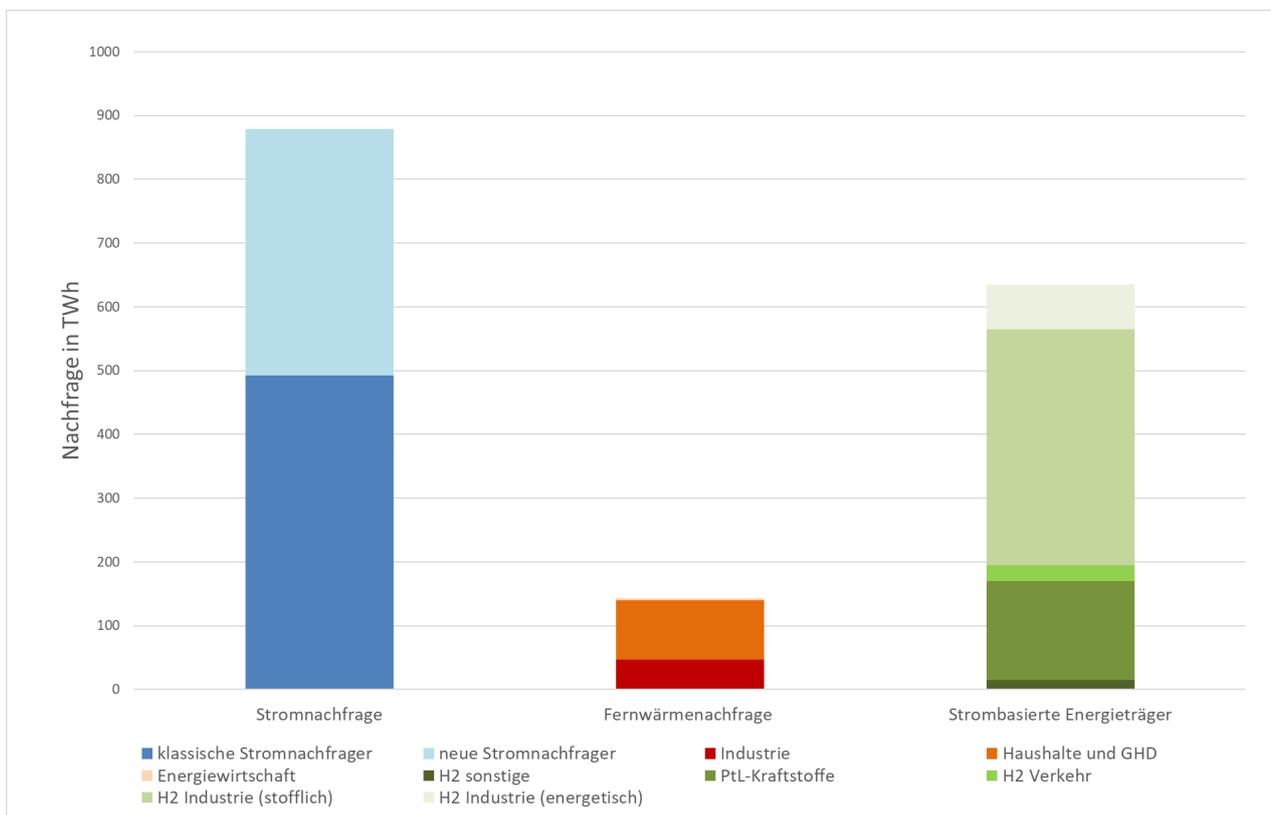
- **Stromnachfrage:** Die direkte Endenergienachfrage an Strom ergibt sich aus klassischen Anwendungen sowie neu hinzukommenden Technologien zur Elektrifizierung von Wärme, Mobilität und Industrieprozessen. Zusätzlich berücksichtigt das Modell systemische Zusatzverbräuche, wie z. B. Elektrolyse, Power-to-Heat und Speicherverluste.

- **Fernwärmefachfrage:** Als eigenständiger Nachfragestrang im Modell wird die netzgebundene Wärmeversorgung von Haushalten, GHD und Industrie berücksichtigt. Die Endenergiebedarfe basieren auf Dekarbonisierungspfaden, die auch eine moderate Ausweitung der Fernwärmeabdeckung in Quartieren einschließen.
- **Strombasierte Energieträger:** Der Bedarf an Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen wird sektorübergreifend betrachtet. Dabei handelt es sich um Endnachfragen in Industrie, Verkehr und stofflicher Nutzung, nicht jedoch um die in der Energiewirtschaft anfallende Rückverstromung. Die zugehörigen Strombedarfe werden im Modell intern optimiert.

Alle drei Nachfragekategorien werden mit einem hohen Maß an Ambition formuliert und sollen eine vollständige klimaneutrale Deckung sicherstellen. Sie stellen zusammen den zentralen Rahmen für die Modellierung der Strombereitstellung dar.

Abbildung 2-1 zeigt die Höhe und Zusammensetzung der modellierten Endenergie-Nachfrage im Zieljahr 2045.

Abbildung 2-1: Endenergienachfragen im Zielbild 2045



Dargestellt sind die drei zentralen Nachfragestränge des Modells – Strom, Fernwärme und strombasierte Energieträger – jeweils untergliedert nach wesentlichen Verbrauchssegmenten. Die Nachfragegrößen basieren auf sektoralen Zielpfaden und exogenen Annahmen; stromsystemische Zusatzverbräuche werden im Modell endogen ermittelt. Die Werte verstehen sich als Endenergiebedarfe vor Umwandlungsverlusten.

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut.

2.2.1 Stromnachfrage

Die Stromnachfrage im *EmPowerPlan*-Zielbild 2045 ist das Ergebnis eines langfristigen Strukturwandels, in dem klassische fossile Energieträger in nahezu allen Sektoren durch direkte oder indirekte Elektrifizierung ersetzt werden. Der Verlauf dieses Wandels wird in seinem Endzustand betrachtet. Die hohen Strombedarfe des Zieljahres 2045 spiegeln somit einen politisch und technologisch getriebenen Hochlauf wider, der sich über mehrere Jahrzehnte erstreckt hat – beispielsweise durch den Ausbau von Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen und strombasierten Industrieprozessen.

Zentrale Nachfragebestandteile werden exogen gesetzt, andere ergeben sich innerhalb des Modells. Die Modellierung basiert auf einem Satz exogener Endenergiebedarfe an Strom, die aus sektoralen Zielpfaden abgeleitet sind. Sie umfassen sowohl klassische elektrische Anwendungen als auch neue, die im Zuge der Dekarbonisierung entstehen. Zusammen ergeben sie die Grundlage für die modellgestützte Bewertung des Zielbilds.

Im **Haushalts- und GHD-Sektor** wird die Stromnachfrage insbesondere durch den breiteren Einsatz elektrischer Anwendungen (Klimatisierung, IT, Haushaltsgeräte) sowie durch die wachsende Nutzung von Wärmepumpen zur Wärmebereitstellung getrieben. Effizienzmaßnahmen führen dabei in einzelnen Sektoren, insbesondere in der Industrie, zu einem Rückgang klassischer Stromanwendungen. Dieser wird jedoch durch neue, zusätzliche Stromanwendungen im Zuge der Dekarbonisierung deutlich überkompensiert. Vor allem die zunehmende Nutzung von Wärmepumpen in Haushalten und im GHD-Sektor lässt die Stromnachfrage dort langfristig leicht ansteigen. Effizienzfortschritte und Gebäudesanierungen wirken dämpfend. Über den Zeitverlauf zeigt sich zunächst ein leichter Rückgang des Verbrauchs, bevor dieser durch neue Anwendungen wieder ansteigt – im Jahr 2045 liegt er in etwa auf dem Niveau von heute.

Im **Industriesektor** wird eine umfassende Umstellung auf strombasierte Prozesse unterstellt. In der Grundstoffindustrie werden fossile Energieträger durch elektrische Direktanwendungen und den Einsatz von Wasserstoff ersetzt. Letzterer wird mittels Elektrolyse auf Basis von Strom erzeugt. Der Strombedarf der Industrie steigt dadurch deutlich über heutige Werte hinaus.

Im **Verkehrssektor** wird für 2045 ein nahezu vollständig elektrifizierter PKW-Bestand angenommen, ergänzt durch batterieelektrische und wasserstoffbasierte Lösungen im Nutzfahrzeug- und Schienenbereich. Die Elektrifizierung des Verkehrs ist ein zentraler Treiber des zusätzlichen Strombedarfs.

Auch der **Wärmesektor** trägt signifikant zur Stromnachfrage bei. Fossile Wärmeerzeugung wird im Gebäudebereich zunehmend durch elektrische Wärmepumpen ersetzt. In Fernwärmesystemen kommen strombasierte Technologien wie Großwärmepumpen und Elektrodenkessel zum Einsatz.

Konkret werden folgende Endverbrauchskomponenten exogen angenommen:

- Klassische Stromverbraucher (z. B. Haushalts- und Gewerbestrom, stationäre Prozesse): ca. 400 TWh
- Neue elektrische Anwendungen (Wärmepumpen, E-Mobilität, elektrifizierte Industrieprozesse): ca. 480 TWh.

Der daraus resultierende **Endenergieverbrauch** an Strom – also die Strommenge, die den Verbrauchssektoren direkt zur Verfügung gestellt wird – liegt bei etwa 880 TWh. Diese Werte sind

fixe Inputgrößen der Modellierung und definieren die minimale Strommenge, die für eine klimaneutrale Versorgung der Endverbraucher erforderlich ist.

Darüber hinaus entstehen modellseitig optimierte Zusatzverbräuche innerhalb des Energiesystems, etwa durch:

- die strombasierte Wasserstoffproduktion über Elektrolyseure,
- die Nutzung von strombetriebenen Wärmeerzeugern in der Fernwärme (Elektrodenkessel, Großwärmepumpen),
- sowie Verluste durch Speicherbetrieb (Batterien, Pumpspeicher) und Netzverluste.

Diese Komponenten summieren sich – je nach Szenariovariante – auf etwa 310 TWh, sodass sich ein Bruttostromverbrauch von knapp 1.200 TWh ergibt. Die genaue Höhe dieser Komponenten wird im weiteren Bericht im Rahmen der Szenarienauswertung dargestellt.

Damit liegt die **Gesamtstromnachfrage** im Zielbild deutlich über dem heutigen Niveau – und auch über den Annahmen jüngerer Referenzszenarien wie dem Projektionsbericht 2025 (Förster et al. 2025). Ausschlaggebend für dieses Niveau sind ambitionierte Elektrifizierungs- und Substitutionspfade in allen Sektoren, die unterstellt wurden, um eine vollständige Dekarbonisierung bis 2045 zu ermöglichen.

2.2.2 Fernwärmenachfrage

Neben der Stromnachfrage wird im Modell *PowerFlex* auch die Fernwärmenachfrage als exogene Eingangsgröße berücksichtigt. Die Modellierung erfolgt auf Basis sektoraler Zielpfade, die eine weitgehende Dekarbonisierung des Wärmesektors bis 2045 unterstellen. Die Fernwärme wird dabei als eigenständiger, räumlich nicht disaggregierter Nachfragestrang im Modell geführt.

Der zugrunde gelegte Endenergiebedarf an Fernwärme umfasst:

- Haushalts- und GHD-Anwendungen, die über Wärmenetze versorgt werden,
- Wärmebereitstellung in industriellen Netzen, soweit sie zentral und netzgebunden modelliert sind
- sowie interne Wärmeanforderungen der Energiewirtschaft, etwa in Raffinerien, KWK-Anlagen oder Biogasanlagen.

Die Gesamthöhe des Fernwärmebedarfs im Zieljahr 2045 beträgt rund 145 TWh. Dieser Wert resultiert aus sektoralen Dekarbonisierungspfaden, in denen eine zunehmende Erschließung bisher nicht angeschlossener Quartiere, eine moderate Sanierungsdynamik und die Abkehr von dezentralen fossilen Heizsystemen unterstellt werden. Auf fossile Fernwärmeerzeugung wird vollständig verzichtet.

In der Modellierung wird dabei ausschließlich die netzgebundene Wärmenachfrage berücksichtigt – also jene Anteile des Wärmesektors, die durch zentrale Erzeugungstechnologien wie KWK, Heizwerke oder strombasierte Fernwärme versorgt werden können. Dezentrale Wärmeerzeugungssysteme wie Einzel-Wärmepumpen oder fossile Heizungen sind in der Fernwärmenachfrage nicht enthalten. Ihre stromseitigen Effekte werden im Modell separat über flexibilisierbare Lastprofile abgebildet (vgl. Abschnitt 2.2.1).

Die technologische Deckung der Fernwärmelast erfolgt modellseitig und wird auf Grundlage technischer und ökonomischer Parameter optimiert. Berücksichtigt werden unter anderem:

- strombasierte Technologien wie Großwärmepumpen und Elektrodenkessel,
- restliche KWK-Anlagen, vorrangig auf Wasserstoffbasis,
- regenerative Quellen wie Solarthermie, Geothermie und industrielle Abwärme,
- Wärmespeicher zur Verschiebung von Erzeugung und Nachfrage.

Durch diese Kopplung können sowohl die sektoral abgeleiteten Bedarfe als auch die daraus entstehenden systemischen Stromverbräuche – insbesondere durch Power-to-Heat – konsistent modelliert werden. Sie fließen in die Energiemarktanalyse ein und beeinflussen das Gesamtsystemverhalten. Weitere Details hierzu werden in Kapitel 5 dargestellt.

2.2.3 Strombasierte Energieträger und Wasserstoffnachfrage

Im Zielbild 2045 wird neben Strom und Fernwärme auch eine signifikante Nachfrage nach strombasierten Energieträgern unterstellt – insbesondere nach grünem Wasserstoff. Diese Nachfrage ergibt sich primär aus der Dekarbonisierung schwer elektrifizierbarer Anwendungen in Industrie, Verkehr und – je nach Szenario – auch in der Energiewirtschaft selbst. Die Wasserstoff- und PtX-Nachfrage jenseits der Energiewirtschaft wird als exogene Bedarfsgröße vorgegeben. Sie umfasst folgende Sektoren:

- Industrie: sowohl energetische Anwendungen (z. B. Hochtemperaturprozesse) als auch stoffliche Nutzung in der chemischen Industrie,
- Verkehr: insbesondere im Schwerlastbereich, ÖPNV sowie perspektivisch im Flug- und Schiffsverkehr,
- weitere Anwendungen: z. B. Prozesswärme im GHD-Sektor,
- sowie ein Anteil an synthetischen Kraftstoffen (PtL), insbesondere für internationale Verkehrsbedarfe.

Insgesamt wird für das Jahr 2045 eine sektorübergreifende Endnachfrage nach strombasierten Energieträgern von rund 635 TWh angenommen. Davon entfallen etwa 480 TWh auf Wasserstoff (für Industrie, Verkehr und Sonstiges) und ca. 155 TWh auf (weitgehend importbasierte) PtL-Kraftstoffe.

Diese Größen sind als feste Nachfrageprofile in das Modell eingebunden. Die Strommengen, die zur Bereitstellung dieser Mengen durch inländische Elektrolyse notwendig sind, ergeben sich im Modell *PowerFlex* durch Optimierung – unter Berücksichtigung von Wirkungsgraden, Strompreisen und zeitlicher Flexibilität. Wasserstoff darf auch importiert werden.

Unabhängig davon wird die Wasserstoffnutzung in der Energiewirtschaft selbst – insbesondere zur Verstromung in H₂-Kraftwerken – nicht exogen vorgegeben, sondern modellseitig bestimmt. Sie hängt vom EE-Angebot, von der Residuallaststruktur und von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab und variiert je nach Allokationsszenario.

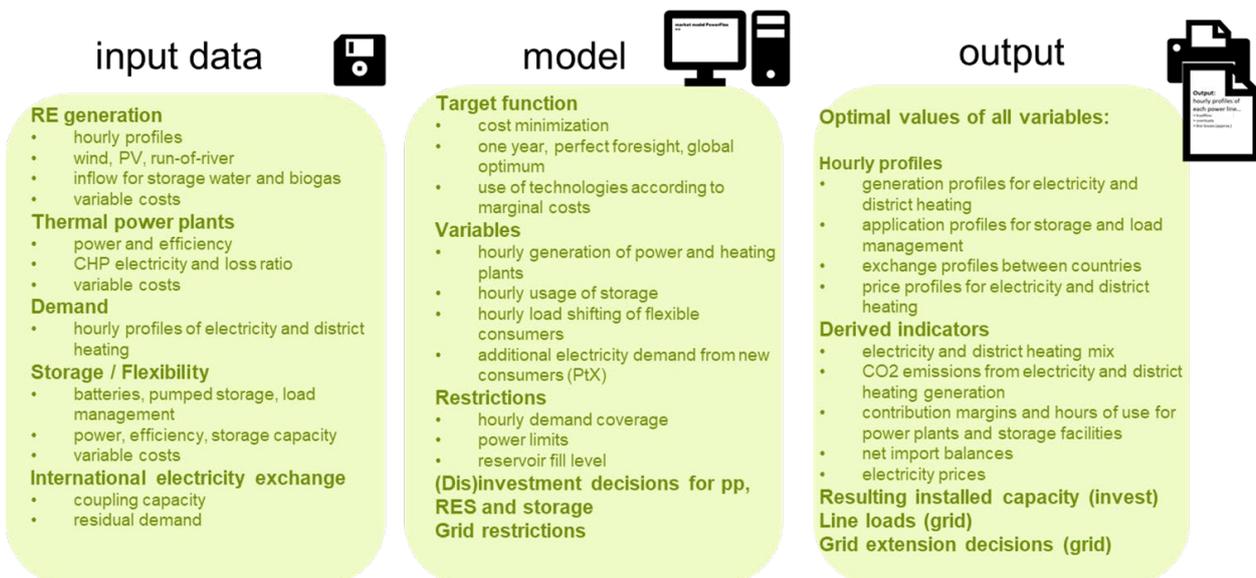
Ein Teil der Nachfrage nach strombasierten Kraftstoffen wird modellseitig nicht über inländische Elektrolyse gedeckt, sondern als importiert angenommen. Die Rückwirkung auf das nationale Stromsystem ist daher begrenzt.

2.3 Modellierungsansatz

Im Projekt *EmPowerPlan* wird das Stromsystem des Zieljahrs 2045 mit dem Modell *PowerFlex* abgebildet (Öko-Institut 2025). *PowerFlex* ist ein techno-ökonomisches Fundamentalmodell des europäischen Strommarkts, das die kostenminimalen Kapazitäten und Einsätze von Erzeugungstechnologien, Speichern und Flexibilitätsoptionen in stündlicher Auflösung berechnet. Ziel ist es, ein konsistentes, klimaneutrales Stromsystem zu entwerfen, das zentrale Nachfrageannahmen erfüllt und durch unterschiedliche Allokationen Erneuerbarer Energien geprägt ist.

Wie das Modell *PowerFlex* strukturiert ist und welche Ergebnisse es liefert, zeigt Abbildung 2-2.

Abbildung 2-2: Input, Modellogik und Output des Energiesystemmodells *PowerFlex*



Das Modell *PowerFlex* berechnet auf Basis exogener Eingabedaten (z. B. EE-Einspeisepprofile, Nachfrage, Kraftwerksparameter) den kostenoptimalen Einsatz von Kraftwerken, Speichern und Flexibilitäten zur Deckung der Strom- und Fernwärmenachfrage. Im Projekt *EmPowerPlan* dient *PowerFlex* zur Bewertung systemischer Auswirkungen unterschiedlicher räumlicher Allokationen erneuerbarer Erzeugungskapazitäten im Zieljahr 2045.

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut.

Zweck und Einsatz des Modells

PowerFlex bestimmt aus der Perspektive eines sozialen Planers den gesamtgesellschaftlich kostenoptimalen Einsatz von Kraftwerken, Speichern, Flexibilitätsoptionen und strombasierter Wärmeerzeugung zur Deckung der Strom- und Fernwärmenachfrage. Zusätzlich berechnet es Import- und Exportflüsse. Die Modellierung erfolgt deterministisch mit perfekter Voraussicht über ein Kalenderjahr.

Die Dispatchoptimierung kann durch ein integriertes Investitionsmodul erweitert werden. Damit lassen sich nicht nur Einsätze, sondern auch Kapazitäten ausgewählter Technologien (z. B. PV,

Wind, H₂-Kraftwerke, Speicher, Elektrolyseure) optimieren. Die Bewertung erfolgt kostenbasiert: Investitionen führen zu Annuitäten sowie fixen Betriebskosten, Stilllegungen entlasten die fixen Betriebskosten entsprechend. Zur Reduktion des Rechenaufwands wird in der Praxis häufig zweistufig vorgegangen: In einem ersten Schritt erfolgt die Kapazitätsbestimmung auf Basis eines aggregierten Kraftwerksparks; im zweiten Schritt folgt die hochaufgelöste Dispatchrechnung unter Fixierung der Kapazitäten. Auch im Projekt *EmPowerPlan* wurde dieses zweistufige Verfahren angewendet.

Geografische und zeitliche Abdeckung

In *PowerFlex* werden alle Länder der EU-27 mit Ausnahme von Zypern und Malta sowie das Vereinigte Königreich, die Schweiz und Norwegen abgebildet werden. Jeder Nationalstaat (NUTS 0 Ebene) wird als ein Bilanzraum mit einheitlichem Marktgebiet ohne interne Netzrestriktionen betrachtet. Innerhalb von Deutschland kann die regionale Auflösung maximal bis auf Höchstspannungsnetz-Knotenebene erhöht werden.

Der Optimierungszeitraum von *PowerFlex* ist ein Kalenderjahr, welches in stündlicher Auflösung (8.760 h) berechnet wird. Transformationspfade werden typischerweise über einzelne Zieljahre abgebildet. Es ist üblich, in 5-Jahres-Schritten zu rechnen und zwischen den modellierten Jahren zu interpolieren. In *EmPowerPlan* wurde ausschließlich auf ein Zieljahr (2045) fokussiert.

Technologische Abbildung

PowerFlex bildet eine Vielzahl technologischer Komponenten ab:

- **Stromerzeugung:** thermische Kraftwerke, PV, Wind (onshore/offshore), Laufwasser,
- **Stromspeicher:** PV-Batterien (Eigenverbrauchsoptimierung, Marktoptimierung), Großbatterien, Pumpspeicher,
- **Wärmeerzeugung für Fernwärme:** KWK-Anlagen, Heizwerke, Wärmepumpen, Elektrodenkessel, Solarthermie, Geothermie, Abwärmenutzung, saisonale Speicher,
- **Nachfrageseitige Flexibilitäten:** Lastmanagement in Industrie und GHD, flexible Wärmepumpen, Lademanagement für Elektromobilität (inkl. V2G),
- **Power-to-X:** Elektrolyseure zur Wasserstoffproduktion, Rückverstromung, Deckung der Nachfrage nach strombasierten Energieträgern.

Modellarchitektur und Software

PowerFlex ist ein lineares Optimierungsmodell, das in GAMS implementiert ist. Die Lösung erfolgt über den kommerziellen Solver GUROBI. Die Vor- und Nachverarbeitung erfolgt mit GAMS und Python, die Datenhaltung über eine SQL-Datenbank. Die Modellversionierung und Weiterentwicklung erfolgen intern über GitLab. *PowerFlex* ist proprietär und bisher nicht offen lizenziert.

Eine aktuelle Modellbeschreibung ist im Rahmen des aktuellen Projektionsberichts 2025 veröffentlicht worden (Öko-Institut 2025), wissenschaftliche Modellbeschreibungen wurden in führenden Fachzeitschriften veröffentlicht (z. B. *Applied Energy* (Pöstges et al. 2022; Gils et al. 2019), *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Bucksteeg et al. 2022; Hobbie et al. 2022;

Syranidou et al. 2022; Ruhnau et al. 2022), The Electricity Journal (Bauknecht et al. 2024), Zeitschrift für Energiewirtschaft (Koch et al. 2015)).

Einordnung für *EmPowerPlan*

PowerFlex ist aufgrund seiner stündlichen Auflösung, der technologischen Detailtiefe und der sektoralen Kopplung geeignet, um die systemischen Auswirkungen unterschiedlicher EE-Verteilungen im Zielbild 2045 zu analysieren. Die zentrale Bewertungsgrundlage ist eine kostenoptimale Referenzvariante mit ökonomisch allokierten EE-Kapazitäten.

Darauf aufbauend wurden mit Hilfe des Investitionsmoduls geeignete Kapazitäten für H₂-Kraftwerke bestimmt. Im Anschluss wurde das Investitionsmodul deaktiviert und der so konfigurierte Kraftwerkspark für alle EE-Varianten fixiert. Dies ermöglicht es, die Auswirkungen unterschiedlicher räumlicher EE-Einspeiseprofile isoliert und unter konstanten Infrastrukturrandbedingungen zu bewerten – ein zentrales methodisches Designprinzip dieses Projekts.

3 Technologischer Ausbauzustand im Zieljahr 2045

Das modellierte Stromsystem im Jahr 2045 basiert auf einem exogen definierten technologischen Ausbauzustand, der für alle Szenarien einheitlich vorgegeben ist. Dieser bildet die Angebotsseite des Modells und legt die strukturellen Rahmenbedingungen für die Bewertung der unterschiedlichen EE-Allokationen fest. Die zugrunde gelegte Systemstruktur wurde in einer vorgelagerten Investitionsrechnung hergeleitet, in der ein vollständig dekarbonisiertes Zielsystem modelliert wurde. Die daraus resultierenden Kapazitäten wurden in allen Szenarien dann konstant gehalten.

Die technologischen Systemkomponenten umfassen sowohl erneuerbare Erzeugungstechnologien (Wind onshore, PV, Wasserkraft, Biomasse), als auch konventionelle Kraftwerke (v. a. Wasserstoffanlagen) sowie Speicher und Flexibilitäten. Wind- und PV-Freiflächen-Anlagen bilden den zentralen Analysefokus des Projekts, da ihre räumliche Allokation systematisch variiert wird.

Die folgenden Unterkapitel beschreiben im Einzelnen:

- die Zusammensetzung der installierten EE-Kapazitäten und deren Ausgangsverteilung (vgl. Abschnitt 3.1),
- die übrige Kraftwerks- und Speicherinfrastruktur inklusive Wasserstoffkraftwerke (vgl. Abschnitt 3.2),
- die Elektrolyseure (vgl. Abschnitt 3.3)
- sowie die modellseitige Berücksichtigung grenzüberschreitender Stromhandelskapazitäten (vgl. Abschnitt 3.4).

3.1 Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien 2045

3.1.1 Kapazitäten

Der Ausbaupfad für erneuerbare Energien in *EmPowerPlan* orientiert sich an den langfristigen energiepolitischen Zielwerten der Bundesregierung, wie sie in einschlägigen Referenzszenarien und politischen Zielsetzungen formuliert sind – etwa in den Langfristszenarien des Bundesministerium

für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK 2024) und dem EEG (2023). Für die Modellierung des Zieljahres 2045 wurden dabei technologiespezifische Ausbauziele angenommen, die einen zentralen Rahmen für die *EmPowerPlan*-Szenarien bilden.

Insgesamt sind rund 428 GW Photovoltaik vorgesehen, aufgeteilt in etwa 221 GW Aufdach-PV und 207 GW Freiflächenanlagen, einschließlich spezifischer Varianten wie Agri-PV. Die Windenergie an Land trägt mit 160 GW, die Windenergie auf See mit 70 GW zur Versorgung bei. Diese Technologien stellen das Rückgrat des erneuerbaren Stromsystems dar.

Biomasse wurde mit einer installierten elektrischen Leistung von rund 4,3 GW hinterlegt. Diese Kapazität ist rückläufig gegenüber heutigen Niveaus und fokussiert auf eine flexible Systemstützung im Winterhalbjahr. Unterstellt wird ein Einsatz vor allem auf Basis biogener Reststoffe und Gülle, nicht aber eine Ausweitung der energetischen Nutzung von Energiepflanzen. Diese Annahme entspricht dem aktuellen Stand der politischen Diskussion und den Rahmenbedingungen in Referenzszenarien, die eine gezielte Einschränkung der Biomassenutzung vorsehen (BMWi 11.12.2024).

Wasserkraft wird mit konstant 5 GW angenommen. Die bestehende Kapazität bleibt erhalten, der Spielraum für weitere Ausbaumaßnahmen wird als ausgeschöpft betrachtet.

Weitere EE-Technologien wie Geothermie, Abfallverstromung oder sonstige Spezialtechnologien fließen mit kleineren Kapazitäten ein, die im Gesamtbild eine untergeordnete Rolle spielen. Sie sind als konstante Beiträge berücksichtigt, wurden aber im Rahmen der Modellierung nicht detailliert analysiert.

Alle genannten Kapazitätswerte wurden in *EmPowerPlan* über alle Szenarien hinweg konstant gehalten, um die systemischen Auswirkungen unterschiedlicher räumlicher Verteilungen unabhängig von mengenmäßigen Veränderungen untersuchen zu können.

3.1.2 Regionalisierung und Gerechtigkeitsannahmen

Ein zentrales Analyseziel im Projekt *EmPowerPlan* ist es, die systemischen Auswirkungen unterschiedlicher räumlicher Verteilungen erneuerbarer Stromerzeugung vergleichend zu untersuchen. Der Fokus liegt dabei auf Windenergie an Land und Freiflächen-Photovoltaik – zwei Technologien mit großem Ausbaumengen, hohem Flächenbedarf und erheblicher gesellschaftlicher Relevanz. Ihre regionale Allokation wurde in verschiedenen Szenarien entlang unterschiedlicher Gerechtigkeitsvorstellungen variiert.

Das Referenzszenario folgt einer „ökonomisch optimierten“ Verteilung: Die Kapazitäten werden so zugewiesen, dass die energetischen Erträge maximiert werden – bei Annahme einheitlicher Kostenstrukturen über alle Standorte hinweg. Diese Logik entspricht einer ökonomisch optimalen Verteilungspraxis und wird im Projekt als Referenz für weitere Varianten herangezogen. Gleichzeitig repräsentiert sie eine Gerechtigkeitsvorstellung, in der Effizienz, d. h. die Nutzung der besten Standorte, als zentraler Bewertungsmaßstab gilt.

In den Alternativszenarien werden bewusst andere normative Leitbilder umgesetzt – etwa eine bevölkerungsferne Verteilung, die möglichst wenige Menschen mit EE-Infrastruktur belastet, oder eine verbrauchernahe Verteilung, bei der Strom möglichst dort erzeugt wird, wo er auch verbraucht wird. Die konzeptionellen Grundlagen dieser Szenarien sowie der zugrunde liegende Allokationsalgorithmus werden detailliert in der parallel erscheinenden Studie „Gerechtigkeit im EE-

Ausbau: Erneuerbare gerecht in die Fläche bringen. Verteilungslogiken, algorithmische Ansätze und Konsensräume.“ beschrieben (Wingenbach et al. 2025).

Auch für die Aufdach-Photovoltaik wurde eine räumliche Verteilung vorgenommen – jedoch ausschließlich auf Basis eines ökonomisch optimierten Ansatzes. Abweichende Gerechtigkeitskonzepte wurden hier nicht verfolgt, da sich die gesellschaftlichen und infrastrukturellen Rahmenbedingungen erheblich von denen der Flächenanlagen unterscheiden. Dachanlagen sind stark an Eigentumsverhältnisse, Gebäudestrukturen und Bebauungsdichten gebunden – eine normativ geleitete, flächen- oder bevölkerungsorientierte Verteilung ist konzeptionell kaum umsetzbar und wenig zweckdienlich.

Allen EE-Verteilungen liegen identische technologiespezifische Potenzialflächen zugrunde, die als „prinzipiell für den EE-Ausbau geeignete Flächen“ interpretiert werden können. Für Wind onshore wurde ein Open-Source-Datensatz des Reiner Lemoine Instituts (RLI) genutzt (Amme 2022). Für PV wurden die Potenzialflächen für Freiflächen- und Aufdachsysteme eigenständig entwickelt. Die Potenzialfläche für Freiflächen-PV ist ebenfalls öffentlich verfügbar (Kohler und Wingenbach 2024). Die für Aufdach-PV wurde im Projekt pragmatisch entwickelt und nicht veröffentlicht, kann auf Anfrage jedoch bereitgestellt werden. Eine detaillierte Beschreibung beider Potenzialflächen findet sich in der parallel erscheinenden Studie „Gerechtigkeit im EE-Ausbau: Erneuerbare gerecht in die Fläche bringen. Verteilungslogiken, algorithmische Ansätze und Konsensräume.“ (Wingenbach et al. 2025).

Ebenso wie Aufdach-PV wurden auch Wind offshore, Wasserkraft, Biomasse, Geothermie oder Abfall in ihrer Allokation nicht variiert. Ihre Einspeisezeitreihen wurden auch nicht mithilfe von Wetterdaten gebildet (vgl. Abschnitt 3.1.3), weshalb auf eine genaue Allokation verzichtet wurde.

3.1.3 Methodik zur Ableitung stündlicher EE-Einspeisezeitreihen

Zur Abbildung eines realitätsnahen, stündlich schwankenden Einspeiseverhaltens wurden in *EmPowerPlan* für alle relevanten EE-Technologien standortdifferenzierte, stündlich aufgelöste Einspeisezeitreihen erstellt. Dies betrifft insbesondere Windenergie an Land sowie Photovoltaik.

Die Berechnung der Zeitreihen erfolgte im Vorfeld der Modellierung auf Basis eines einheitlichen Wetterjahrs. Zum Einsatz kamen Wetterdaten des Jahres 2012, um standortbezogene meteorologische Bedingungen in stündlicher Auflösung zu erfassen. Das Wetterjahr 2012 wird als durchschnittliches Wetterjahr bezeichnet, welches aber bereits die charakteristische Dunkelflaute aufweist (TransnetBW 2025). Für Wind wurden Daten der COSMO REA6-Reanalyse verwendet (Kaspar et al. 2020), für PV der ERA5-Reanalyse-Datensatz (Hersbach et al. 2020). Die technische Umsetzung erfolgte mit der Softwarebibliothek *atlite* (Hofmann et al. 2021), mit der für jede 10 x 10 km Rasterzelle standortspezifische Erzeugungsprofile auf Basis von Anlagenkennwerten (wie Höhe, Wirkungsgrad oder Ausrichtung) berechnet wurden.

Die Zuordnung der installierten Kapazitäten zu den jeweiligen Rasterzellen erfolgte gemäß den in Abschnitt 3.1.2 beschriebenen Allokationslogiken. So entstehen konsistente absolute EE-Einspeisezeitreihen, die – auf Deutschlandebene aggregiert – einen elementaren Inputdatensatz für die modellseitige Energiesystemanalyse in *PowerFlex* darstellen.

Die Nutzung eines einheitlichen Wetterjahrs stellt sicher, dass Unterschiede zwischen den Szenarien ausschließlich auf die regional unterschiedlichen Verteilungen der EE-Kapazitäten zurückzuführen sind – nicht jedoch auf meteorologische Effekte oder interannuelle Schwankungen.

Eine ausführlichere Beschreibung der Methodik zur Zeitreihengenerierung, der verwendeten Wetterdatensätze, technischen Annahmen und Tools findet sich in der Dokumentation der entwickelten EE-Verteilszenarien.

Für alle übrigen EE-Technologien – insbesondere Wind offshore, Biomasse, Wasserkraft, Geothermie und Abfallverstromung – wurde ein alternativer Ansatz gewählt: Ihre Einspeisezeitreihen basieren nicht auf meteorologischen Reanalysen, sondern auf tatsächlichen historischen Einspeisedaten des Jahres 2012, die aus der entsoe Transparency Platform¹ übernommen wurden. Die in diesen Profilen abgebildete zeitliche Struktur wurde im Wesentlichen auf die im Modell angesetzten Zielkapazitäten skaliert. Daraus ergibt sich eine methodische Vereinfachung: Für diese Technologien bleibt die regionale Verteilung implizit an die räumliche Struktur der historischen Erzeugung gekoppelt – selbst wenn sich durch den Kapazitätsausbau (z. B. bei Wind offshore) zukünftig neue Einspeisemuster ergeben könnten.

3.2 Konventionelle Stromerzeugung und Speicherkapazitäten

In den *EmPowerPlan*-Szenarien ist der technologische Ausbauzustand im Zieljahr 2045 exogen vorgegeben. Das betrifft auch die installierten Kapazitäten der konventionellen Stromerzeugung, Speicher und sonstiger nichtfluktuierender Technologien. Sie bilden – ergänzend zu den erneuerbaren Erzeugern – die strukturgebende Infrastruktur für die Modellierung des Zielbilds.

Die zugrunde liegende Kapazitätsstruktur basiert aber auf einer vorgelagerten Investitionsoptimierung mit *PowerFlex*, die im Rahmen eines konsistenten, ökonomisch optimierten Referenzsystems durchgeführt wurde. In diesem Berechnungsschritt wurden geeignete Ausbauhöhen unter klimaneutralen Zielvorgaben und politischen Rahmenbedingungen bestimmt. Die daraus resultierenden Kapazitäten wurden für die finalen *EmPowerPlan*-Szenarien als feste Modellinputs übernommen und bleiben über alle EE-Verteilungsvarianten hinweg konstant.

In einem vollständig dekarbonisierten Stromsystem kommt fossilen Energieträgern keine dauerhafte Rolle mehr zu. Entsprechend werden im *EmPowerPlan*-Zielbild keine Kohlekraftwerke mehr berücksichtigt. Die verbliebenen fossilen Kapazitäten beschränken sich auf einen stark reduzierten Bestand an Erdgaskraftwerken, die als systemische Restgröße abgebildet sind. Ölbasierte Anlagen sind im Szenario ebenfalls nicht mehr enthalten.

Die zentrale Rolle in der Residuallastdeckung übernehmen Wasserstoffkraftwerke mit einer Gesamtleistung von rund 60 GW im Jahr 2045. Diese Kapazität umfasst sowohl flexible H₂-Gasturbinen als auch H₂-KWK-Anlagen und wurde im Rahmen der vorgelagerten Investitionsmodellierung als systemisch erforderlich identifiziert – bei einem angenommenen CO₂-Preis von 350 €/t CO₂ und ohne Anwendung eines ordnungsrechtlichen Stilllegungspfads für Erdgaskraftwerke. Ihr Einsatz gewährleistet Versorgungssicherheit im vollständig dekarbonisierten Stromsystem und ermöglicht zugleich die Bereitstellung von Fernwärme. Beide Funktionen werden im Modell *PowerFlex* technisch konsistent abgebildet. Weitere Bestandteile des konventionellen Kraftwerksparks sind:

- Biomassekraftwerke mit rund 4,3 GW, vor allem als flexible Ergänzung im Winterhalbjahr,
- Wasserkraftwerke mit etwa 5 GW, entsprechend ihres langfristig stabilen Ausbaupotenzials,

¹ <https://transparency.entsoe.eu/>

- Speichertechnologien, insbesondere Pumpspeicher und Großbatterien, mit zusammen rund 42 GW installierter Leistung.

Der ökonomisch getriebene Rückbau der Erdgaskapazitäten ist im Zielbild bereits weitgehend vollzogen. Geringe Restkapazitäten verbleiben in einzelnen Modellvarianten, spielen jedoch für die Systembewertung keine dominante Rolle.

Die resultierenden Einsatzentscheidungen der Kraftwerke und Speicher werden im Ergebnisteil des Berichts analysiert.

3.3 Elektrolyseure

Die installierte Elektrolyseurleistung im *EmPowerPlan*-Zielbild für das Jahr 2045 wurde exogen vorgegeben und beträgt 80 GW. Diese Annahme orientiert sich an verfügbaren Potenzialstudien und politisch formulierten Ausbaupfaden, wie sie in Transformationsszenarien für eine treibhausgasneutrale Industrie- und Wasserstoffstrategie, z.B. Klimaneutrales Deutschland 2045 (Dambeck et al. 2021), die dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität (dena 2021) oder der Projektionsbericht 2025 (Förster et al. 2025) zugrunde gelegt werden.

Ein möglicher Fördermechanismus für den Betrieb der Elektrolyseure wurde im Modell nicht explizit abgebildet. Der Einsatz erfolgt systemisch konsistent, aber ohne Verpflichtung zu Mindestvolllaststunden oder garantierter Wasserstoffabnahme. Die tatsächliche Nutzung wird daher nicht über die exogene Leistungsangabe, sondern über die jeweiligen Energiesystemanforderungen im Modell bestimmt – und ist Gegenstand der Ergebnisanalyse.

3.4 Netze und grenzüberschreitende Stromhandelskapazitäten

Die Modellierung in *EmPowerPlan* basiert auf einem marktbasieren Stromsystemmodell ohne explizite Abbildung innerdeutscher Netzengpässe. Das Übertragungsnetz wird als engpassfrei angenommen – entsprechend der in der Praxis verfolgten Planungslogik, wonach das Netz so ausgebaut wird, dass es den optimalen Kraftwerkseinsatz nach Marktergebnis ermöglichen soll. Auch für das Wasserstoffnetz wird unterstellt, dass Transportinfrastruktur bedarfsgerecht verfügbar ist; Netzkosten und -verluste werden dabei nicht berücksichtigt.

Diese idealisierte Annahme erlaubt es, die Auswirkungen unterschiedlicher EE-Allokationen isoliert zu analysieren – blendet aber mögliche Rückwirkungen auf den Netzausbaubedarf aus. Insofern stellt die Engpassfreiheit eine bewusste Vereinfachung dar, die insbesondere bei dezentralen Erzeugungsschwerpunkten zu methodischen Unschärfen führen kann.

Die grenzüberschreitenden Handelskapazitäten werden auf Basis des Szenarios „National Trends 2022“ aus dem europäischen Netzentwicklungsplan (TYNDP) fixiert. Diese Annahmen wurden auch im aktuellen Projektionsbericht 2025 (Förster et al. 2025) verwendet und bleiben über alle Varianten hinweg konstant. Unterschiede in den Export- und Importströmen ergeben sich somit allein aus der nationalen Erzeugungsstruktur.

4 Energie- und CO₂-Preise

Die Modellierung des *EmPowerPlan*-Zielbilds basiert auf Preisannahmen, die an die Pfade des Projektionsberichts 2024 angelehnt sind (Mendelevitch et al. 2024). Für den

Emissionshandelssektor (EU-ETS-1) wird ein kontinuierlich ansteigender CO₂-Preispfad unterstellt, der im Jahr 2045 bei 168 €/t CO₂ liegt.

Der CO₂-Preis entfaltet im Modell seine Wirkung über die Brennstoffkosten im Stromsektor und beeinflusst maßgeblich die Einsatzreihenfolge konventioneller Kraftwerke. Besonders Erdgaskraftwerke verlieren mit zunehmendem CO₂-Preis an Wirtschaftlichkeit. Auf einige wenige Anlagen, die dem sogenannten zweiten Emissionshandelssystem (ETS 2) unterliegen – etwa kleinere Heizwerke – wurde ein abweichender Preis in Höhe von 217 €/t CO₂ angesetzt. Aufgrund ihrer geringen Systemrelevanz beeinflussen sie die Gesamtergebnisse jedoch nicht spürbar.

Auch die Energiepreise für fossile Brennstoffe wurden in Anlehnung an den Projektionsbericht 2024 moderat ansteigend angenommen (Mendelevitch et al. 2024). Für das Jahr 2045 ergibt sich ein Erdgaspreis von 6,3 €/GJ, Steinkohle wird mit 3,0 €/GJ und Rohöl mit 8,5 €/GJ bewertet. Diese Entwicklung trägt der Erwartung Rechnung, dass sich fossile Energieträger trotz sinkender Nachfrage nicht zwingend verbilligen, sondern mittelfristig auf stabile bis leicht steigende Preisniveaus zusteuern.

Ein Vergleich mit dem aktuellen Projektionsbericht 2025 zeigt: Während sich bei den Energiepreisen kaum Unterschiede ergeben, liegt der dort genannte CO₂-Preis im EU-ETS-1 für das Jahr 2045 mit rund 160 €/t CO₂ geringfügig unter dem im *EmPowerPlan* angenommenen Wert (Förster et al. 2025). Die in *EmPowerPlan* gewählte Bepreisung liegt am oberen Rand aktueller Planungsannahmen, bleibt aber innerhalb des politisch denkbaren Rahmens.

5 Ergebnisse

Im Fokus dieses Kapitels stehen die Auswirkungen unterschiedlicher Gerechtigkeitslogiken bei der geografischen Verteilung des Ausbaus Erneuerbarer Energien in Deutschland im Zieljahr 2045. Aufbauend auf einem konsistenten Referenzsystem wurde analysiert, wie sich unterschiedliche Verteilungspfade auf zentrale Kenngrößen des Stromsystems auswirken – darunter insbesondere Systemkosten, Emissionen und Nettoimportbedarf.

Zur differenzierten Bewertung wurden zwei methodische Vergleichslogiken gewählt:

- **Set 1:** Vergleich bei konstant gehaltener installierter Leistung. Damit werden Effekte sichtbar, die rein aus der Standortwahl resultieren – etwa Unterschiede in Ertrag, Emissionen oder Integrationskosten.
- **Set 2:** Vergleich bei konstanter Stromerzeugung aus Wind onshore und PV-Freifläche. Hier wurde die installierte Leistung je nach Standortgüte so angepasst, dass die erzeugte Strommenge über die Szenarien hinweg vergleichbar bleibt.

Bei Set 2 ist zu beachten, dass die Stromerträge von Windenergie onshore stark von der Standortwahl abhängen, während die Erträge von PV-Freifläche sehr robust gegenüber unterschiedlichen räumlichen Allokationen sind. Das bedeutet, dass im zweiten Set ausschließlich die installierte Windleistung angepasst werden musste, für PV-Freiflächenanlagen war keine Leistungsanpassung notwendig.

Diese Robustheit der PV-Freifläche eröffnet auf politischer Ebene Handlungsspielräume: Kriterien wie Landschaftsschutz, Akzeptanz oder regionale Teilhabe können bei der Standortwahl stärker berücksichtigt werden, ohne systemische Effizienzverluste zu riskieren.

5.1 Die Varianten

Für die Analyse wurden sechs Verteilungsvarianten für den Ausbau von Windenergie an Land und PV-Freiflächenanlagen untersucht. Jede dieser Varianten beruht auf einer spezifischen Gerechtigkeitslogik, die in (Wingenbach et al. 2025) beschrieben ist:

- Gleicher Anteil an Gesamtfläche
- Gleicher Anteil an Potenzialfläche
- Gleiche Belastung: Bevölkerungsnah
- Gleiche Belastung: Lastnah
- Gleiche Belastung: Bevölkerungsfern
- Ökonomisch optimiert (Referenz)

Im Fokus von **Set 1** steht der Vergleich unter der Annahme gleicher installierter Leistungen. Dieses Vorgehen knüpft an den bestehenden politischen Rahmen an: Zielvorgaben für den Ausbau erneuerbarer Energien – etwa im EEG (2023) – orientieren sich an installierter Leistung, weil sie sich eindeutig beziffern, rechtlich verankern und über Ausschreibungen steuern lassen. Gleichzeitig spiegelt sie, eine ökonomisch optimierte Zubauverteilung vorausgesetzt, auch ein erwartbares Stromerzeugungsniveau wider.² Damit sind Ausbauziele in Leistung faktisch mit einem Ertragsziel verknüpft – sofern die die zugrunde liegende Allokationslogik beibehalten wird.

Werden jedoch alternative Kriterien wie Gerechtigkeitsperspektiven in die Standortwahl einbezogen, kann dies mit Ertragseinbußen einhergehen – etwa wenn windschwächere, aber gesellschaftlich bevorzugte Regionen stärker einbezogen werden. Aus dieser Perspektive stellt sich nicht die Frage, ob die Zielgröße „Leistung“ legitim ist – sondern, wie mit daraus resultierenden Stromertragsdifferenzen umzugehen ist.

Deshalb wurde ergänzend **Set 2** eingeführt: Hier wurde für jede Variante jene installierte Leistung bestimmt, die erforderlich ist, um eine vergleichbare Stromerzeugung zu erzielen – konkret durch Abschätzung des zusätzlich benötigten Ausbaus auf Basis der jeweiligen Volllaststunden.

So lassen sich die Effekte unterschiedlicher Verteilungslogiken aus zwei Perspektiven betrachten: Zum einen, wenn die Investitionsseite weitgehend konstant gehalten wird³ – mit Fokus auf Auswirkungen wie variable Stromerzeugungskosten, CO₂-Emissionen oder Nettoimportbilanzen. Zum anderen, wenn ein gleiches Stromerzeugungsniveau sichergestellt werden soll – mit Fokus auf

² In der bisherigen Praxis orientiert sich der Wind-onshore-Ausbau tendenziell an ökonomischen Kriterien – insbesondere durch das Ausschreibungsdesign, das Projekte mit niedrigen Gestehungskosten bevorzugt. Die tatsächliche Allokation folgt jedoch nicht vollständig einem ökonomisch optimierten Pfad, da Planungsrecht, Flächenverfügbarkeit und gesellschaftliche Akzeptanz maßgebliche Einschränkungen darstellen. Der Ausbau vollzieht sich somit im Spannungsfeld zwischen ökonomischer Effizienz und realpolitischen Rahmenbedingungen. Auch die politischen Ausbauziele – etwa die 160 GW Wind onshore bis 2045 – leiten sich aus techno-ökonomischen Szenarien ab, in denen ein effizienter Zubau an geeigneten Standorten unterstellt wird. Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass die politisch vorgesehene Ausbauhöhe tendenziell zu gering angesetzt sind – und dass der zusätzliche Bedarf bei gerechtigkeitsgeleiteten Verteilungen geringer ausfallen könnte, als es der Abstand zwischen Referenz- und Variantenszenarien in dieser Modellierung nahelegt.

³ Unterschiedliche maximale Leistungen des Backup-Kraftwerkes zwischen den Szenarien werden auch in Ergebnisset 1 als zusätzlicher Investitionsbedarf in eine Wasserstoff-Gasturbine interpretiert.

die resultierenden Systemkosten, die durch zusätzlichen Leistungszubau ansteigen, das Gesamtsystem dafür aber stabiler bleiben kann. Diese doppelte Perspektive erlaubt eine umfassende Bewertung der systemischen Implikationen gerechtigkeitsgeleiteter Ausbauziele.

5.2 Ergebnisse: Set 1 – Konstante installierte Leistung

Im ersten Ergebnisset wurden alle Szenarien mit gleicher installierter Leistung für Windenergie an Land und Freiflächen-Photovoltaik in Deutschland modelliert. Ziel dieser Auswertungslogik war es, die Auswirkungen unterschiedlicher Allokationsstrategien unter der Annahme gleicher Ausbaumfänge vergleichbar zu machen. Die installierten Kapazitäten entsprechen dabei den politisch formulierten Ausbauzielen des EEG (2023) und wurden für alle Varianten konstant gehalten.

Da sich durch die regionale Verteilung der Erneuerbaren jedoch unterschiedliche Standortqualitäten ergeben, variiert der Stromertrag der EE-Anlagen zwischen den Szenarien. Die daraus resultierenden Unterschiede in Stromerzeugung, Kosten, Emissionen, Preisen und Systemintegrationseffekten geben Aufschluss darüber, wie stark sich die Wahl der Verteilungskriterien gleicher Leistung auf das Gesamtsystem auswirken kann.

Die folgenden Unterkapitel analysieren die Ergebnisse entlang zentraler Kenngrößen, darunter Systemkosten, EE-Stromerzeugung, Umweltindikatoren wie CO₂-Emissionen und EE-Anteile sowie Import- und EE-Abregelungsbedarfe.

5.2.1 Systemkosten

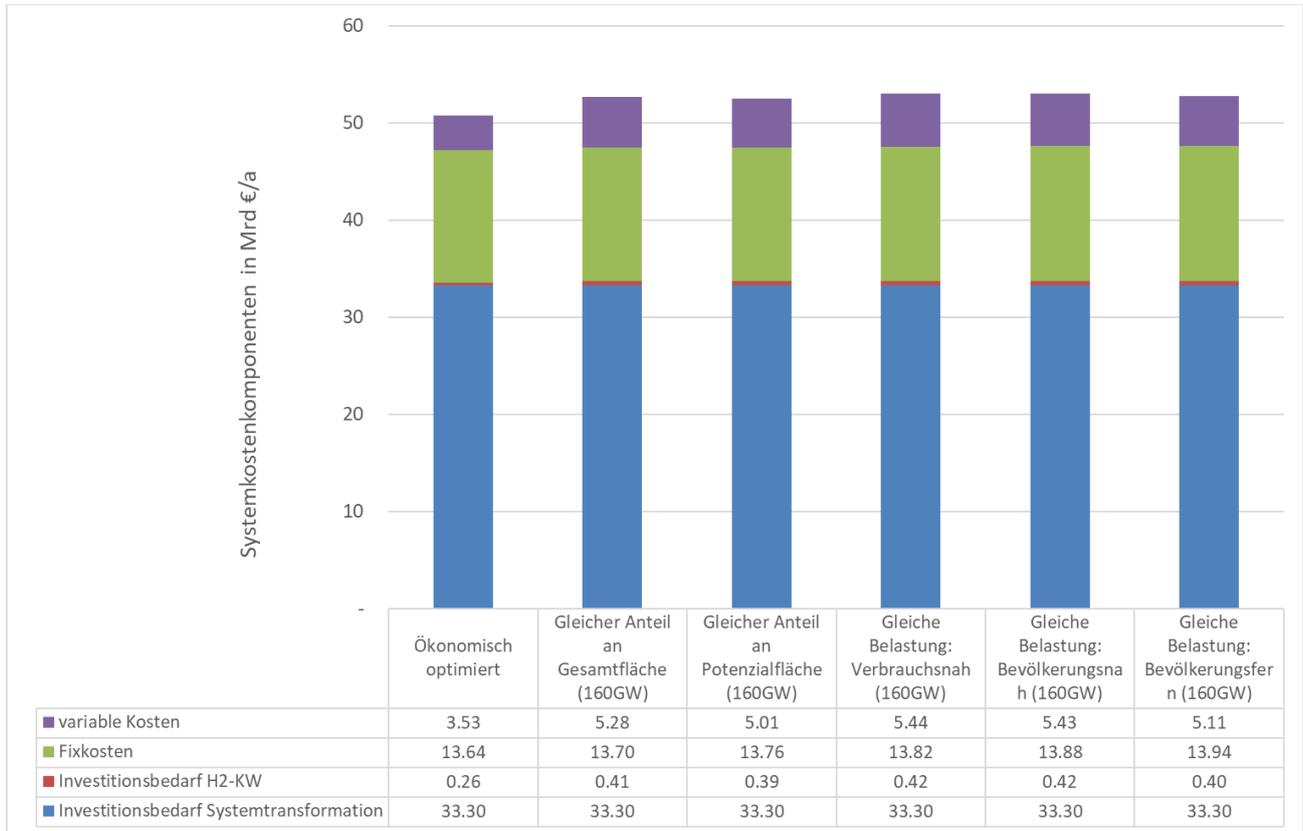
Die Gesamtsystemkosten bilden eine zentrale Referenzgröße für die Bewertung unterschiedlicher Allokationsstrategien im EE-Ausbau. Sie umfassen sämtliche jährlichen Kosten des modellierten Stromsystems im Zieljahr 2045, einschließlich der Investitionen in Erzeugungskapazitäten, der laufenden Betriebskosten sowie der Kosten für den Brennstoffeinsatz. Die Analyse zeigt: Während Investitions- und Fixkosten im Set 1 in allen Varianten weitgehend konstant bleiben, ergeben sich relevante Unterschiede bei den variablen Stromerzeugungskosten.

Unter Gesamtsystemkosten wird die Summe aller modellseitig ermittelten jährlichen Kostenbestandteile verstanden. Dazu zählen:

- Annuisierte Investitionen in Wind, PV und einen Grundstock an H₂-Kraftwerken (33,3 Mrd. €₍₂₀₂₃₎/a; szenarioübergreifend konstant),
- Zusätzlicher Mindest- Investitionsbedarf in H₂-Kraftwerke, um die Erzeugungslücke durch verminderte EE-Einspeisung zu schließen (geringfügige Unterschiede zwischen den Varianten),
- Technologiespezifische Fixkosten (leistungsbezogen, ebenfalls weitgehend konstant über die Varianten)
- Variable Betriebskosten (Brennstoff- und CO₂-Kosten; deutliche Unterschiede zwischen den Szenarien).

Abbildung 5-1 gibt einen Überblick über die Systemkostenkomponenten im Szenariovergleich.

Abbildung 5-1: Zusammensetzung der jährlichen Gesamtsystemkosten in den untersuchten Szenarien



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut.

Zur Ermittlung der Annuität wurde als kalkulatorischer Zinssatz 4 % angenommen, als Amortisationszeitraum 25 Jahre. Die Investitionsbedarfe von Wind und PV wurden technologiespezifisch von EWI (2021) übernommen. Als spezifische Investition in ein Wasserstoffkraftwerk wurde angenommen, dass diese 15 % über den Angaben von EWI (2021) für eine Erdgasturbine liegt.

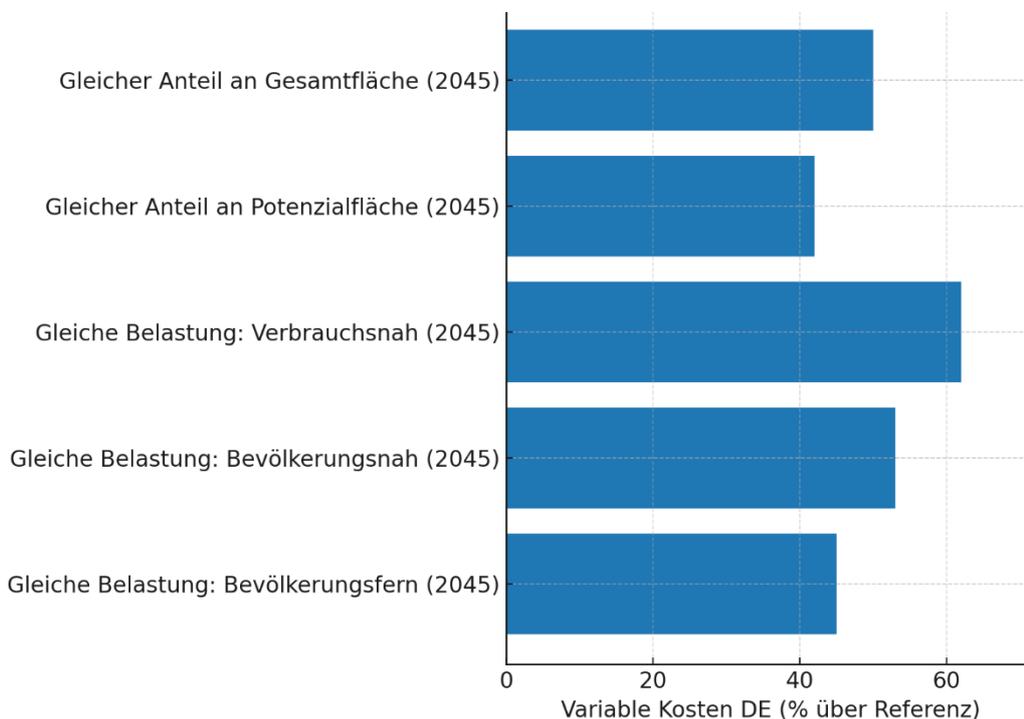
Die annuisierten Investitionen in Windenergie, Photovoltaik und einen für das ökonomisch optimierte Szenario erforderliche Maß an Wasserstoffkraftwerken wurden – als green field planning – szenarioübergreifend einheitlich auf 33,3 Mrd. €₍₂₀₂₃₎/a bemessen. Unterschiede ergeben sich lediglich beim Ausbau von H₂-Gasturbinen⁴: In den Gerechtigkeitsvarianten werden zusätzliche Leistungen zwischen 4 - 5 GW erforderlich. Der daraus resultierende Mehrbedarf liegt zwischen 0,08 und 0,15 Mrd. €₍₂₀₂₃₎/a – im Kontext der Gesamtsystemkosten ein vernachlässigbarer Anteil.

Die technologiespezifischen Fixkosten, die leistungsabhängig aufkommen, wurden ebenfalls in Anlehnung an EWI (2021) entwickelt. Sie weisen auch ausschließlich aufgrund unterschiedlicher installierter Kapazitäten bei H₂-Gasturbinen minimale Unterschiede zwischen den Szenarien auf.

⁴ Der ermittelte Ausbaubedarf an H₂-Gasturbinen ist als Mindest-Investitionsbedarf zu interpretieren. Er entsteht modellseitig dann, wenn die Stromnachfrage nicht mit den vorhandenen Kapazitäten gedeckt werden kann: in dem Fall wird ein sogenanntes „Backup-Kraftwerk“ genutzt, das sehr hohe variable Kosten verursacht. Durch dessen Einsatz wird die mindestens erforderliche Zubauleistung abgeschätzt.

Deutlich ausgeprägter sind die Unterschiede bei den variablen Betriebskosten. Diese steigen in den Varianten mit modifizierter EE-Regionalisierung im Vergleich zur Referenz um bis zu 54 %. Besonders betroffen sind die fast identischen Verteilungen „Gleiche Belastung: Bevölkerungsnah (2045)“ und „Gleiche Belastung: Verbrauchsnah (2045)“. Die EE-Verteilungen „Gleicher Anteil an Potenzialfläche (2045)“ und „Gleiche Belastung: Bevölkerungsfern (2045)“ sind mit einem Anstieg der variablen Kosten von um 42 % bzw. 45 % etwas geringer betroffen. Ursache ist vor allem die geringere Wind onshore Erzeugung infolge der variierten Standortverteilung, die durch einen verstärkten Einsatz kostenintensiver konventioneller Kraftwerke kompensiert werden muss (vgl. Abschnitt 5.2.2).

Abbildung 5-2: Veränderung der variablen Stromerzeugungskosten in Abhängigkeit von der EE-Regionalisierung



Relative Veränderung der variablen Stromerzeugungskosten in Deutschland für das Jahr 2025 im Vergleich zum Referenzszenario „ökonomisch optimiert (2045)“

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut.

Die variablen Kosten stellen damit den entscheidenden Treiber der Systemkostendifferenzen zwischen den Szenarien dar. Sie ergeben sich modellseitig direkt aus dem Dispatch im Strommarktmodell *PowerFlex* und spiegeln die Auswirkungen regional unterschiedlicher Einspeiseprofile auf den Kraftwerkseinsatz wider.

Trotz der starken relativen Steigerung der variablen Kosten bleiben die absoluten Unterschiede in den Gesamtsystemkosten moderat. In Summe erhöhen sich die Systemkosten um maximal rund 4 % gegenüber der ökonomisch optimierten Referenz. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht erscheinen diese Mehrkosten als tragbar – insbesondere dann, wenn sie zu einer höheren Akzeptanz des EE-Ausbaus beitragen können.

Die veränderte deutsche Einspeisesituation hat auch Auswirkungen auf die Nachbarstaaten. Auf europäischer Ebene steigen die variablen Stromerzeugungskosten um 3 – 5 %. Setzt man diesen Anstieg ins Verhältnis zum deutschen Anteil an den Gesamtkosten, zeigt sich ein überproportionaler Effekt: Der Verhältnisindikator $ratio = \frac{\Delta_{EU}}{\Delta_{DE} \times share_{DE}}$ mit $\Delta_{EU/DE}$ als Änderung der variablen Kosten auf europäischer/deutscher Ebene und $share_{DE}$ als Anteil der nationalen variablen Kosten an den europäischen variablen Stromerzeugungskosten liegt in allen Varianten zwischen 2,3 und 2,9.⁵ Dies deutet darauf hin, dass systemische Effekte ineffizienter Einspeisung nicht auf Deutschland beschränkt bleiben, sondern über Handelsflüsse und Kraftwerkseinsätze auch in anderen Ländern wirksam werden (vgl. Abschnitt 5.2.6).

Die Betrachtung der Systemkosten ergibt, dass EE-Verteilungspfade jenseits einer ökonomisch optimierten Verteilung die Systemeffizienz und damit die Systemkosten definitionsgemäß negativ beeinflussen. Individuell beurteilt werden kann, ob die Akzeptanzgewinne diese Zusatzkosten legitimieren.

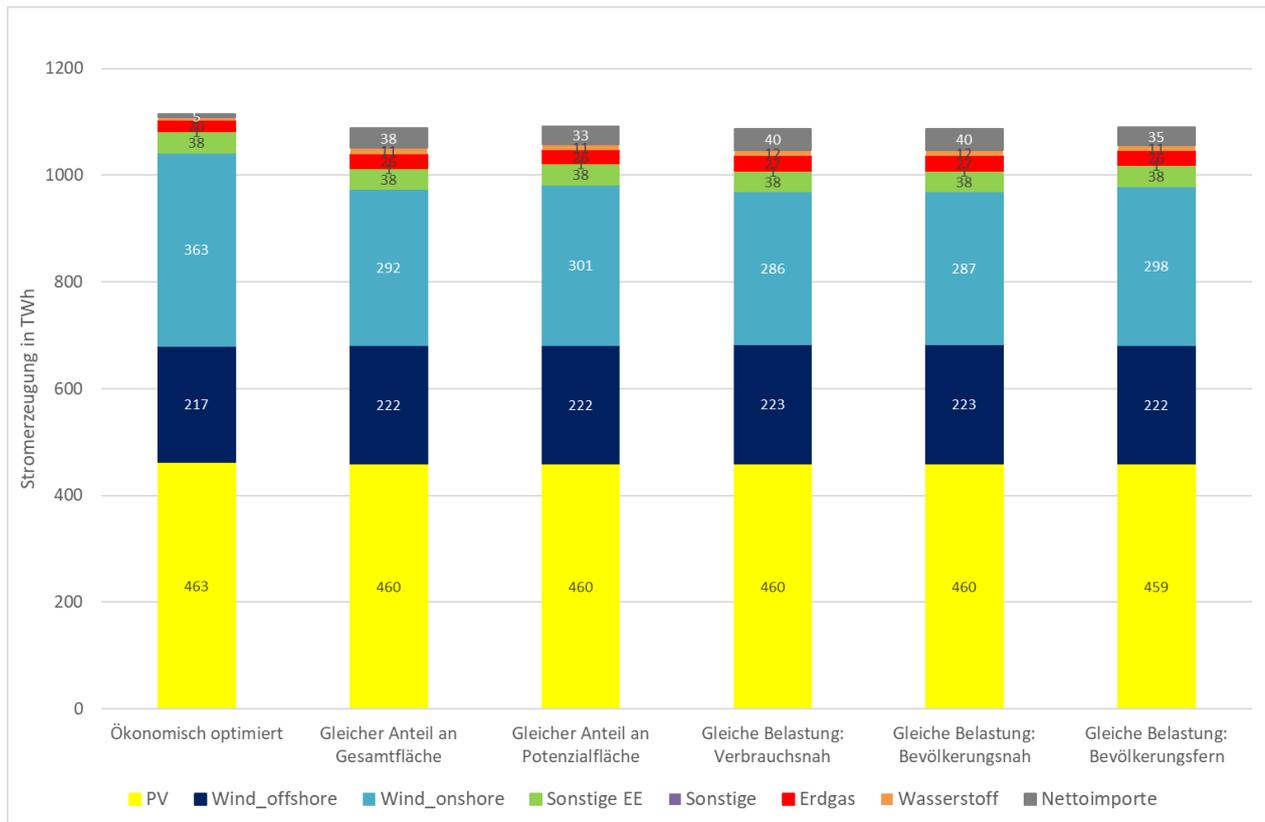
5.2.2 Energieträgerspezifische Stromerzeugung

Die stromerzeugungsseitigen Effekte der verschiedenen EE-Regionalisierungen bei konstant gehaltener installierter Leistung zeigen sich deutlich in der Zusammensetzung des Strommix im Jahr 2045 (vgl. Abbildung 5-3).

Am auffälligsten ist die Variation bei der Stromerzeugung aus Windenergie an Land: Während im ökonomisch optimierten Szenario rund 363 TWh durch Wind onshore erzeugt werden, sinkt dieser Wert in den übrigen Varianten um etwa 20 % auf 286 – 301 TWh. Besonders niedrig fällt der Ertrag in den Varianten „Gleiche Belastung: Verbrauchsnah (2045)“ und „Gleiche Belastung: Bevölkerungsnah (2045)“ aus – ein Effekt, der modellseitig auf die geringere Standortgüte lastnaher Regionen zurückgeführt werden kann.

⁵ vgl. Tabelle 6-1 im Anhang

Abbildung 5-3: Energieträgerspezifische Stromerzeugung



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut.

Die fehlende Stromerzeugung muss durch andere – kostenintensivere – Energieträger kompensiert werden. Hierbei treten drei Mechanismen auf:

- Die Nettoimporte steigen deutlich an: von 5 TWh im Referenzszenario auf bis zu 40 TWh (vgl. Abschnitt 5.2.6).
- Die konventionelle Stromerzeugung erhöht sich leicht: Erdgas von 20 auf 26 – 27 TWh, Wasserstoff von 7 auf 11 – 12 TWh.
- Die verfügbare Strommenge (inkl. Nettoimport) fällt, um 23 – 26 TWh reduziert, geringer aus als im Referenzszenario. Dies könnte auf eine eingeschränkte Nutzung strombasierter Technologien in einzelnen Verbrauchssektoren hindeuten (vgl. Abschnitt 5.2.4).

Auffällig ist zudem, dass sich die Stromerzeugung aus Photovoltaik-Freiflächenanlagen zwischen den Varianten nur geringfügig unterscheidet, obwohl methodisch das gleiche Allokationsverfahren wie bei Wind onshore angewendet wurde. Auch hier wurde die installierte Leistung mithilfe des Gleichverteil-Algorithmus zugewiesen und auf Basis regionaler Wetterdaten wurden dann stündliche Einspeisepprofile je Raster gebildet, die dann in ein deutschlandweites PV-Freiflächenprofil überführt wurden.

Trotzdem zeigen sich in der resultierenden Stromerzeugung keine signifikanten Unterschiede. Eine Erklärung liegt in der gleichmäßigen Verteilung der Globalstrahlung über die deutschen Regionen sowie in der sehr großen verfügbaren Potenzialfläche für PV-Freiflächenanlagen. Dadurch kann die

regionale Allokation effizienter aufgefangen werden, ohne dass sich substantielle Unterschiede im Gesamtertrag ergeben.

Die Analyse zeigt: Die untersuchten gerechten EE-Verteilungspfade führen im Vergleich zu einem ökonomisch optimalen EE-Ausbau bei Wind onshore zu deutlichen Unterschieden in der tatsächlichen Stromerzeugung, mit entsprechenden Auswirkungen auf die Systemkosten (vgl. Abschnitt 5.2.1), die Emissionen (vgl. Abschnitt 5.2.5) und die Systemintegration (vgl. Abschnitt 5.2.6). Bei PV-Freiflächenanlagen hingegen bleibt die erzeugte Strommenge weitgehend konstant, obwohl auch hier eine regionale Differenzierung vorgenommen wurde. Während bei Wind onshore also eher zwischen Gerechtigkeitszielen und Systemwirkungen abgewogen werden muss, zeigt sich bei PV-Freiflächenanlagen ein anderer Befund: Der geringe Einfluss der regionalen Allokation auf die energetischen Erträge eröffnet die Möglichkeit, gesellschaftliche Akzeptanzkriterien gerade in diesem Technologiesegment besonders stark zu gewichten – mit Blick auf die Kriterien, die regional besonders relevant sind.

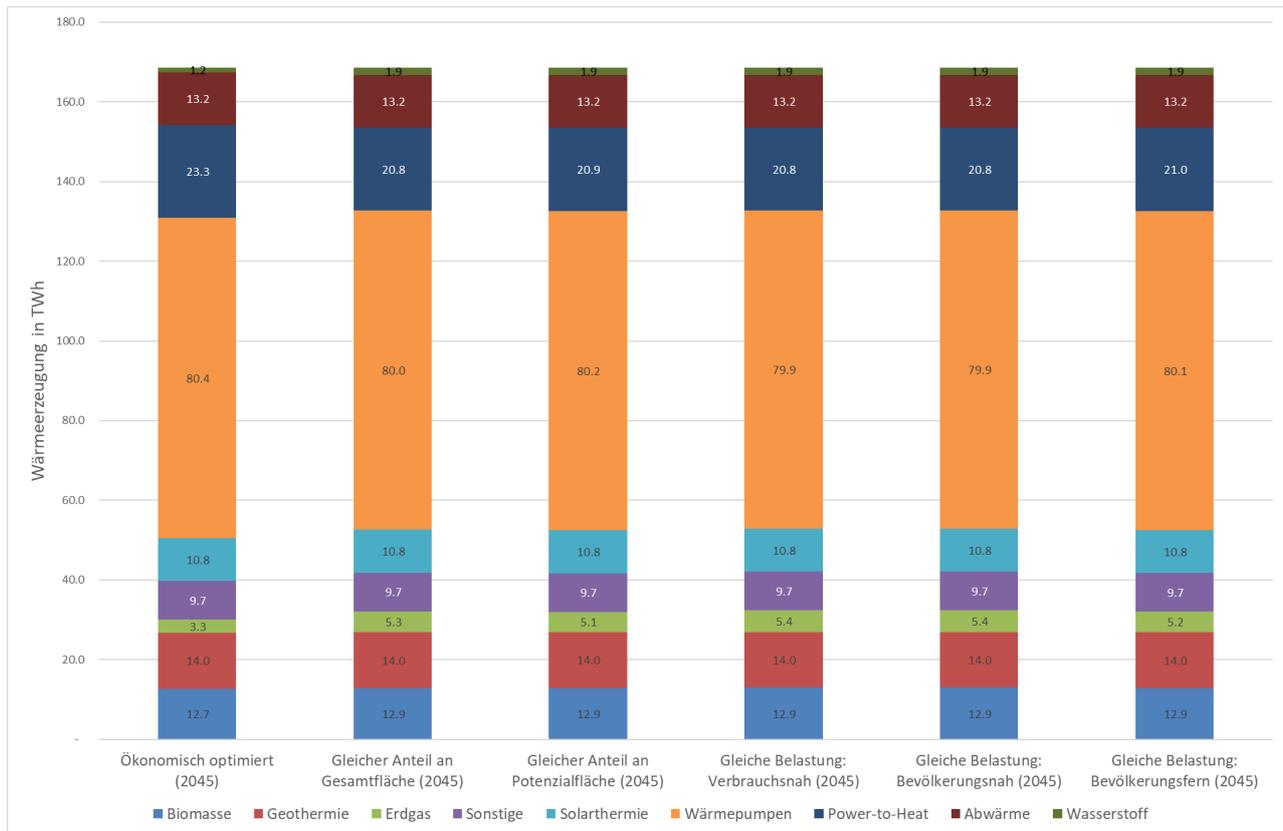
5.2.3 Wärmeerzeugung zur Deckung der Fernwärmenachfrage

Die modellierte Wärmeerzeugung im Jahr 2045 bleibt zwischen den untersuchten Szenarien weitgehend konstant: In allen Fällen liegt sie bei etwa 168 TWh. Die Technologien zur Bereitstellung dieser Wärme sind teils strombasiert (z. B. Wärmepumpen, Power-to-Heat), teils brennstoffbasiert (z. B. Erdgas, Biomasse), und teils unabhängig von zusätzlicher Stromnutzung (z. B. Abwärme, Geothermie).

Auffällig ist der leichte Rückgang des strombasierten Wärmeanteils in den Szenarien mit geringerer EE-Einspeisung: Während die Wärmepumpen mit einer Wärmebereitstellung in Höhe von rund 80 TWh zwischen den Szenarien konstant bleibt, sinkt die Wärmebereitstellung aus Power-to-Heat-Anwendungen um etwa 2 TWh.

Der leichte Rückgang beim Power-to-Heat-Anteil wird durch einen Anstieg fossiler und wasserstoffbasierter Wärmeerzeugung kompensiert – im Szenario „Gleiche Belastung: Verbrauchsnah (2045)“ steigt die erdgasbasierte Wärmeerzeugung um 2,2 TWh, die wasserstoffbasierte um 0,7 TWh.

Abbildung 5-4: Wärmeezeugung zur Deckung der Fernwärmenachfrage



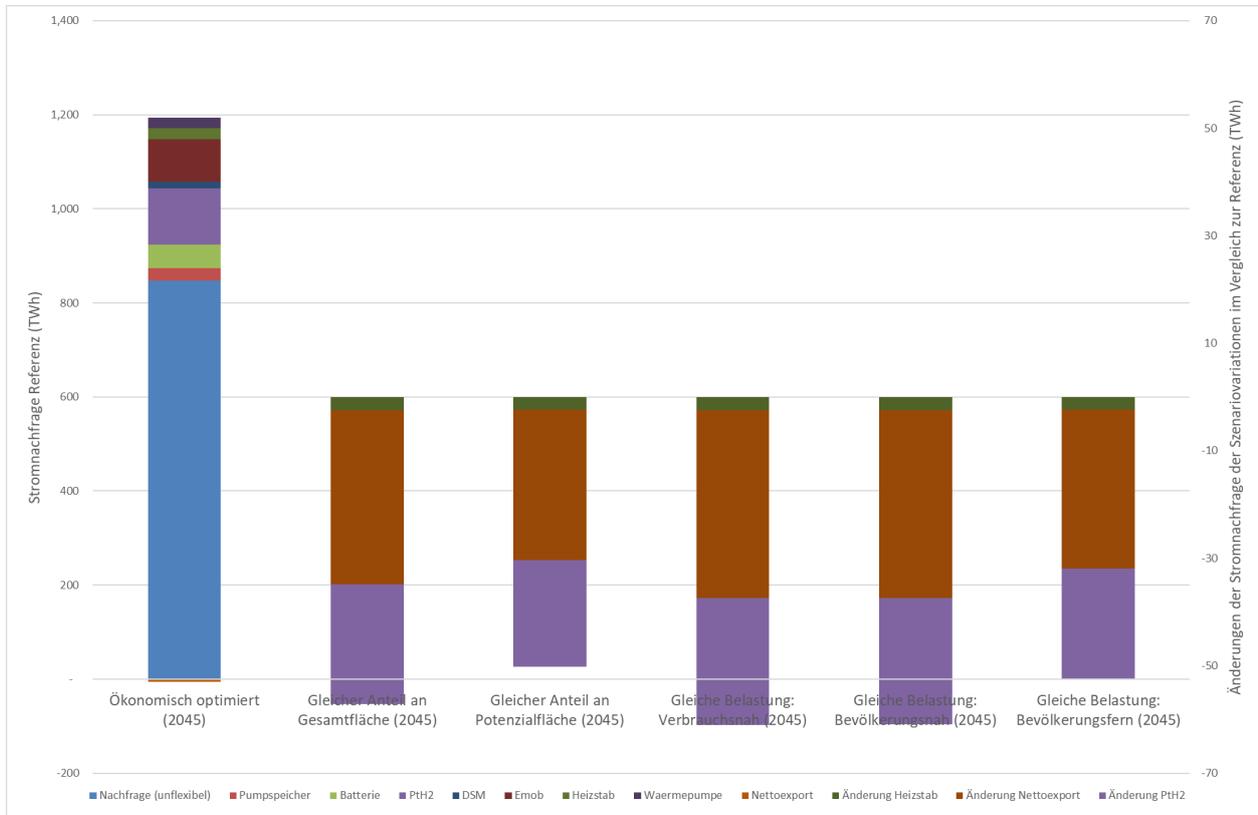
Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut.

Die Analyse zeigt, dass sich die untersuchten Regionalisierungsvarianten im Bereich der Wärmeezeugung nur geringfügig auf die sektorale Zusammensetzung auswirken. Die Gesamtsumme der bereitgestellten Wärme bleibt über alle Szenarien hinweg nahezu konstant, und auch der Anteil zentraler Technologien wie Wärmepumpen, Geothermie oder Abwärme bleibt stabil.

Lediglich bei strombasierten Anwendungen wie Power-to-Heat zeigt sich ein leichter Rückgang, der in Teilen durch höhere Beiträge von Wasserstoff und Erdgas kompensiert wird. Der Effekt bleibt jedoch moderat. Eine gerechtere Verteilung der EE-Erzeugung führt also nicht zu relevanten Zielkonflikten mit der Elektrifizierung im Wärmesektor.

5.2.4 Stromnachfrage

Abbildung 5-5: Differenzen der verbraucherspezifischen Stromnachfragen zur Referenz



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut.

Die Modellierung der Stromnachfrage im Jahr 2045 zeigt, dass die regionale Allokation der EE-Erzeugung auch auf der Nachfrageseite systemische Auswirkungen entfaltet. In Abbildung 5-5 ist die absolute Nachfrage der Referenz sowie die Differenzen der übrigen Szenarien gegenüber dieser dargestellt – jeweils differenziert nach Nachfragekomponenten.

In der Referenzvariante „Ökonomisch optimiert (2045)“ ergibt sich eine modellendogene Stromnachfrage von rund 1.310 TWh. Diese setzt sich zusammen aus einer konstant gehaltenen unflexiblen Nachfrage (rund 847 TWh), dem Ladebedarf für Speichertechnologien (Pumpspeicher und Batterien), dem Strombedarf für PtX-Anwendungen (insbesondere PtH₂), Wärmeanwendungen (Wärmepumpen und andere Power-to-Heat-Anwendungen, die auf direkte Umwandlung von Strom in Wärme setzen), sowie der Stromnutzung für Elektromobilität und DSM.

In den übrigen Szenarien reduziert sich die modellendogene abgeleitete Stromnachfrage systematisch – um bis zu 43 TWh im Fall der Variante „Gleiche Belastung: Verbrauchsnah (2045)“. Maßgeblich dafür ist der Rückgang der Stromerzeugung aus Wind onshore (vgl. Abschnitt 5.2.3), der trotz partieller Gegenkompensation durch eine Erhöhung der Nettoimporte und der disponiblen Stromerzeugung nicht vollständig ausgeglichen werden kann (vgl. Abschnitt 5.2.6).

Die modellierte Stromnachfrage passt sich dynamisch an die Verfügbarkeit erneuerbarer Stromerzeugung an. In Szenarien mit verringerter Wind-onshore-Einspeisung (vgl. Abschnitt 5.2.3)

sinkt daher nicht nur die Stromerzeugung, sondern auch die resultierende Nachfrage: im Falle der Variante „Gleiche Belastung: Verbrauchsnah (2045)“ um etwa 43 TWh.

Betroffen sind v. a. Anwendungen, die stark auf günstigen Strom angewiesen sind: strombasierte Nachfrageoptionen mit niedriger Effizienz, wie die Power-to-Hydrogen-Produktion (PtH₂), PtL-Anwendungen und der Einsatz von Heizstäben. In diesen Sektoren ist eine Reduktion der Stromnutzung um 10 – 20 % gegenüber der Referenz zu beobachten. Besonders stark fällt der Rückgang bei PtH₂ aus: Während die Elektrolyseleistung in der Referenz rund 120 TWh Strom beansprucht, liegt der Verbrauch in den untersuchten Gerechtigkeitsszenarien nur bei 96 – 100 TWh – ein Minus von bis zu 24 TWh. Auch der Verbrauch der Power-to-Heat-Anwendungen, die auf direkte Umwandlung von Strom in Wärme setzen, sinkt in allen Varianten um etwa 2 – 2,5 TWh.

Andere Nachfragekomponenten wie Elektromobilität oder Wärmepumpen bleiben weitgehend konstant. Sie gelten im Modell als systemrelevant oder sind bereits auf einem Mindestniveau fixiert. Diese Robustheit unterstreicht ihre Rolle als priorisierte Anwendungsbereiche bei der Transformation des Energiesystems.

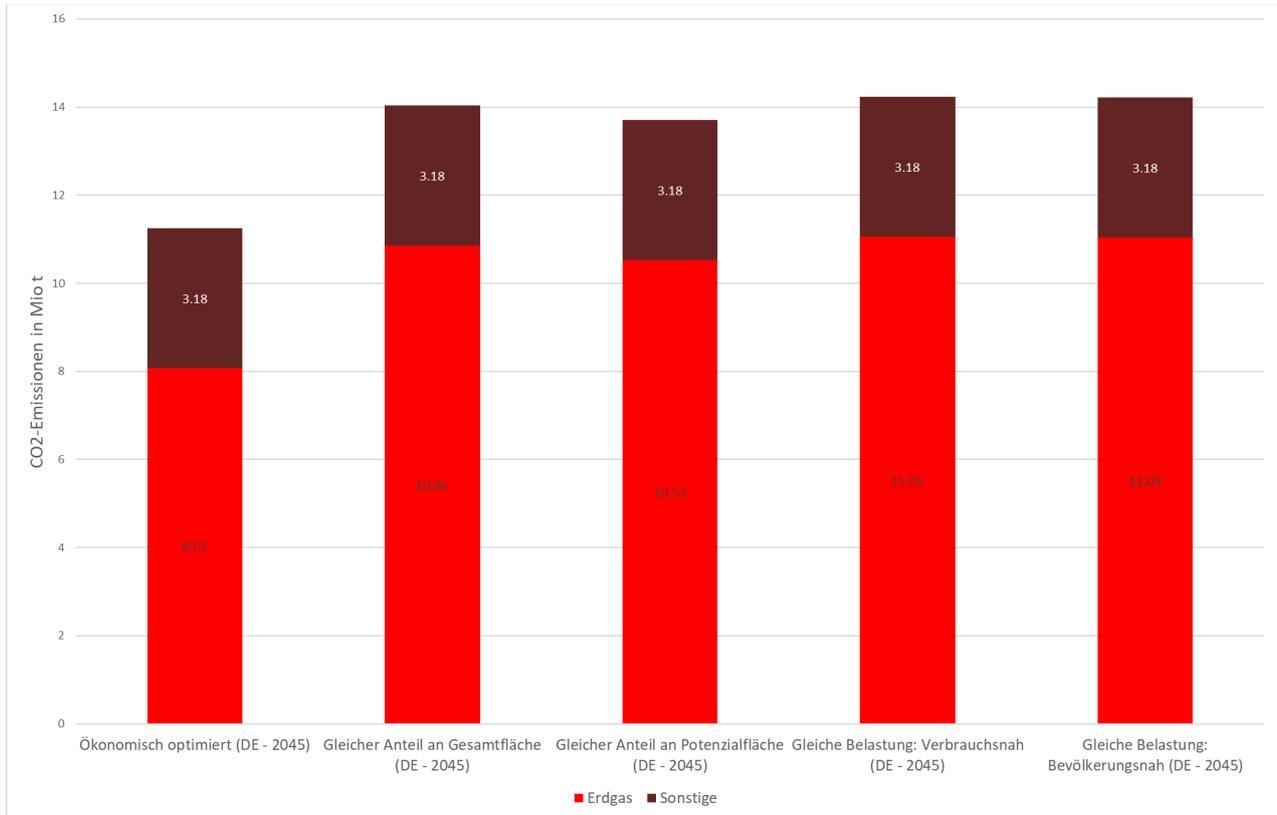
Insgesamt zeigt sich: Nicht alle Stromanwendungen reagieren gleich sensibel auf eine reduzierte erneuerbare Stromverfügbarkeit. Die Modellierung bildet dies differenziert ab – durch eine sektorale Reaktionslogik, die sowohl physikalische Bedarfsketten als auch ökonomische Verdrängungseffekte berücksichtigt. Im Kontext der untersuchten gerechten Verteilungspfade bedeutet dies: Selbst moderate Effizienzverluste auf der Erzeugungsseite – wie sie etwa durch eine windschwächere Standortwahl entstehen – wirken sich spürbar auf das Gesamtsystem aus, vor allem über den Rückgang flexibler Nachfrageoptionen.

5.2.5 Umweltwirkungen: CO₂-Emissionen und EE-Anteile

Die räumliche Verteilung erneuerbarer Stromerzeugung beeinflusst auch zentrale Umweltindikatoren. Im Fokus der Auswertung stehen die CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung in Deutschland und im europäischen Ausland sowie der Anteil Erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung und an der Nachfrage.

Abbildung 5-6 zeigt die resultierenden CO₂-Emissionen in Deutschland im Jahr 2045 differenziert nach Energieträgern, Abbildung 5-7 zeigt die CO₂-Emissionen auf europäischer Ebene.

Abbildung 5-6: Auswirkungen der Variation der EE-Allokation auf die nationalen CO₂-Emissionen



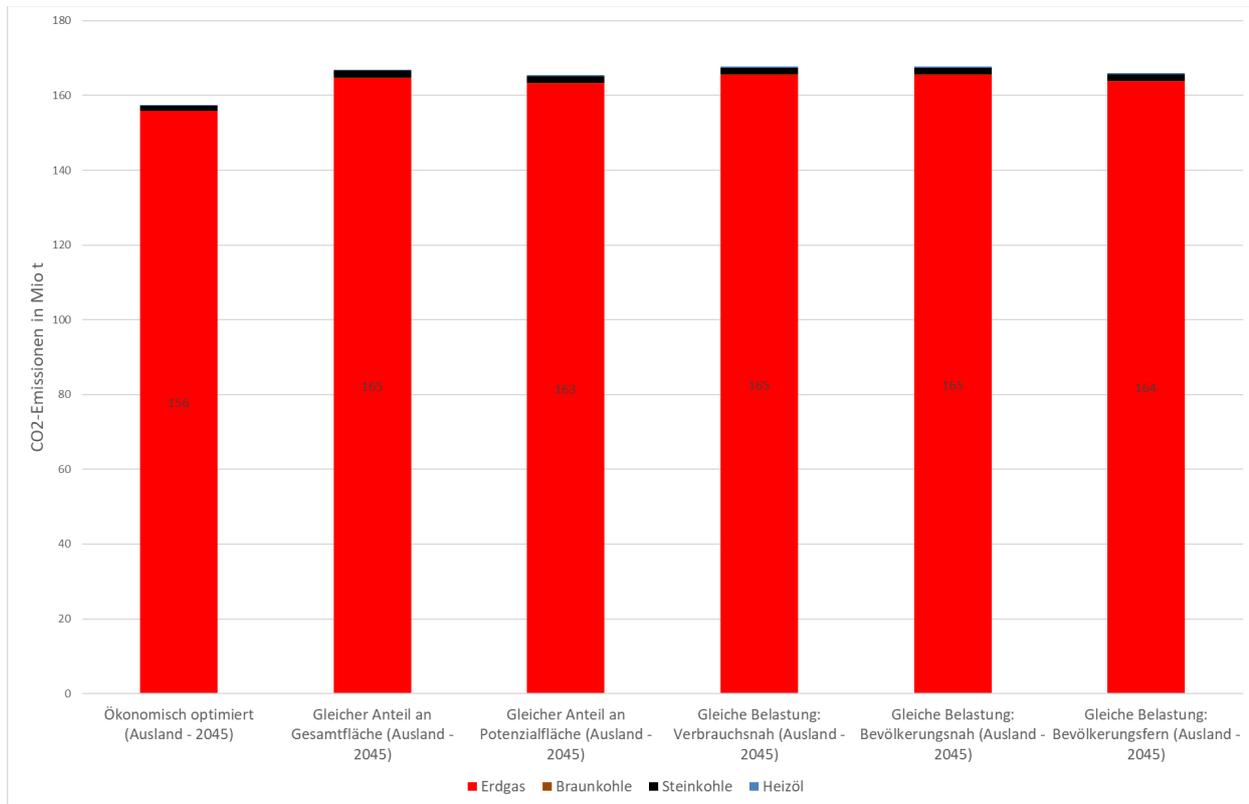
Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut.

Im deutschen Stromsystem liegt der Emissionswert im Referenzszenario „Ökonomisch optimiert (2045)“ bei rund 11,3 Mio. t CO₂. In den übrigen Szenarien steigt dieser Wert je nach Regionalisierungsvariante auf bis zu 14,2 Mio. t CO₂ an. Diese Erhöhung um rund 25 % ist im Wesentlichen auf einen verstärkten Einsatz von Erdgaskraftwerken zurückzuführen, die in der Modellierung systemseitig als Restgröße agieren und bei suboptimalen Einspeiseprofilen vermehrt zum Einsatz kommen.

Die Emissionen aus „Sonstigen Energieträgern“ – insbesondere Raffineriegas, Grubengas und dem fossilen Anteil im Abfall – bleiben über alle Szenarien hinweg konstant bei rund 3,2 Mio. t CO₂.

Die Variation der Regionalisierung der Wind onshore-Anlagen wirkt sich auch auf die CO₂-Emissionen in den Nachbarstaaten aus. Im Referenzszenario liegen diese bei 157,4 Mio. t CO₂ und steigen in den belastungsnäheren Varianten auf bis zu 165,4 Mio. t CO₂ an – ein Plus von rund 5 %. Der Anstieg resultiert insbesondere aus einem erhöhten Einsatz von Erdgaskraftwerken, vereinzelt auch aus Steinkohle. Der Anteil der übrigen fossilen Quellen – wie Heizöl oder Braunkohle – bleibt hingegen nahezu konstant.

Abbildung 5-7: Auswirkungen der Variation der EE-Allokation europäischen CO₂-Emissionen



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut.

In Summe ergibt sich, dass eine Variation der Allokation von Wind onshore-Anlagen in Deutschland nicht nur nationale Emissionen erhöht, sondern auch zu Verlagerungseffekten ins Ausland führt. Da die Variation der Allokation von Freiflächen-PV nicht signifikant auf Stromerzeugung einwirkt, sind die Umweltauswirkungen ausschließlich der Variation von Wind onshore-Anlagen zuzurechnen. Diese transnationalen Rückwirkungen unterstreichen die Relevanz von abgestimmten EE-Ausbaupfaden – auch im Kontext europäischer Klimaziele.

Ein weiterer Indikator zur Bewertung der Umweltauswirkungen unterschiedlicher EE-Regionalisierungen ist der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch. Er zeigt, in welchem Umfang die Strombereitstellung durch klimaneutrale Technologien gedeckt wird – und erlaubt Rückschlüsse auf Emissionen, Importbedarfe und Anforderungen an die Systemintegration. Ergänzend wird der EE-Anteil an der Last ausgewiesen, um darzustellen, in welchem Maß die tatsächlich genutzte Stromnachfrage aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden kann.

Dabei werden zwei unterschiedliche Bezugswerte verwendet:

- Der EE-Anteil an der Stromerzeugung bezieht sich auf die gesamte erneuerbare Stromproduktion vor Abregelung.
- Der EE-Anteil an der Stromlast dagegen bildet die nutzbare Einspeisung nach Abregelung ab – und ist damit näher an der real verfügbaren Versorgung.

In der ökonomisch optimierten Referenzvariante beträgt der EE-Anteil an der Stromerzeugung 97 %, der Anteil an der Last 95 %. In den Szenarien mit modifizierter EE-Allokation liegen die Werte leicht darunter: Der Anteil an der Stromerzeugung sinkt auf etwa 95 %, der Anteil an der Last auf etwa 91 %. Hintergrund ist eine verringerte Stromproduktion aus Wind onshore infolge ungünstigerer Standortqualität (vgl. Abschnitt 5.2.3), die durch zusätzliche Einspeisung aus disponiblen Kraftwerken kompensiert werden muss (vgl. Abschnitt 5.2.1).

Die moderaten, aber systemisch relevanten Auswirkungen auf Emissionen und EE-Anteile an der Strombereitstellung sind vollständig der veränderten Allokation der Wind-onshore-Anlagen zuzurechnen, da die regionale Variation der PV-Freiflächenverteilung kaum Einfluss auf die Stromerzeugung nimmt – was ihre flexible Berücksichtigung gesellschaftlicher Kriterien begünstigt.

5.2.6 Systemintegration

Ein funktionierendes Stromsystem benötigt nicht nur ausreichende Erzeugungskapazitäten, sondern auch geeignete Flexibilitätsoptionen zur Integration fluktuierender erneuerbarer Energien. In diesem Kapitel wird analysiert, wie sich unterschiedliche Allokationspfade von Wind-onshore- und PV-Freiflächenanlagen auf die Nutzung flexibler Nachfrageoptionen, die Höhe der EE-Abregelung sowie den Stromaußenhandel auswirken – wobei sich die Variation der PV-Freiflächen-Allokation als systemisch irrelevant erweist.

Speichertechnologien wie Pumpspeicher (ca. 27 TWh Ein- bzw. 23 TWh Ausspeicherung) und Batterien (45 – 50 TWh) zeigen in allen Szenarien nur geringe Abweichungen. Auch DSM (Demand Side Management) und die Stromnachfrage durch Wärmepumpen bleiben weitgehend stabil.

Deutlicher sind die Effekte bei stromintensiven, weniger effizienten Anwendungen: So sinkt der Stromverbrauch der Wasserstoffelektrolyse (PtH₂) in den Gerechtigkeitsszenarien um bis zu 24 TWh, was einem Rückgang von fast 20 % entspricht. Auch Power-to-Heat-Anwendungen verzeichnen deutliche Reduktionen. Ursache ist ihre geringere Systempriorität – bei knapperen EE-Mengen werden effizientere Anwendungen wie Wärmepumpen oder Elektromobilität bevorzugt bedient.

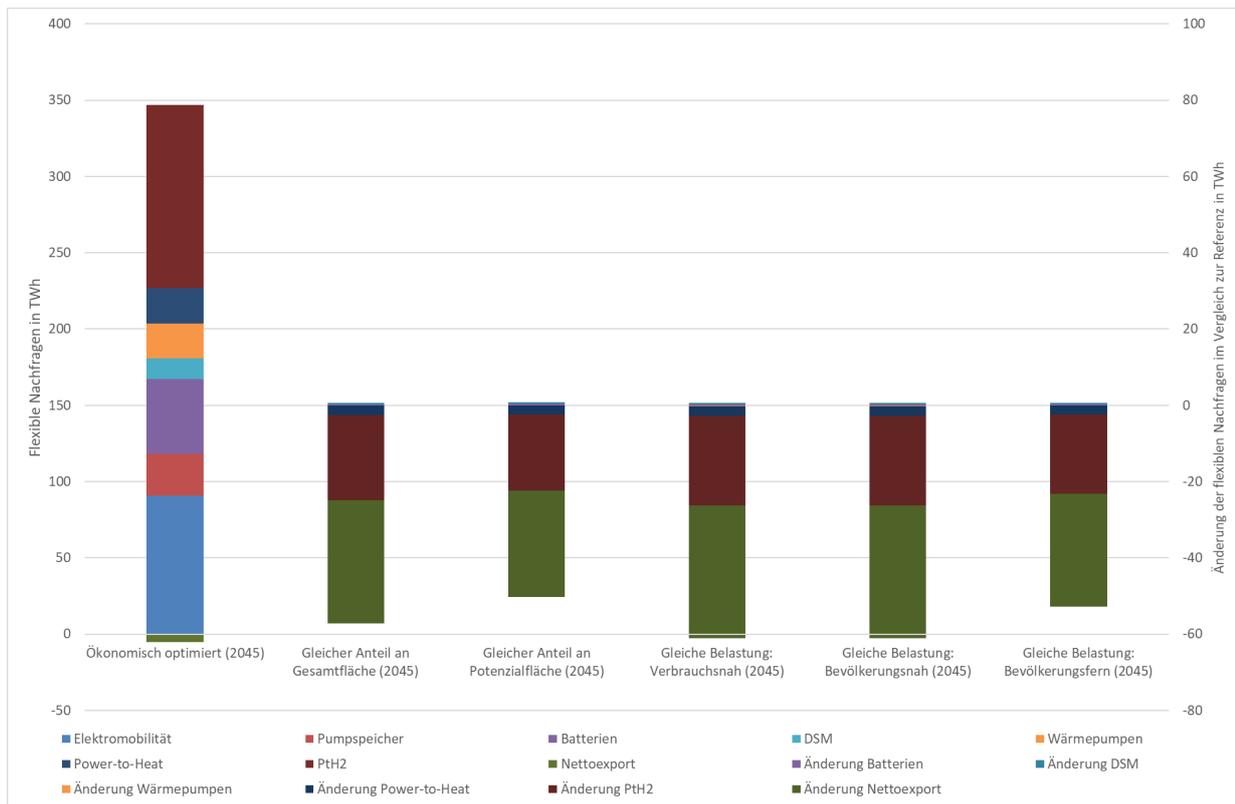
Abbildung 5-8 verdeutlicht diese Dynamik: Sie zeigt die absolute Nutzung ausgewählter Flexibilitätsoptionen in der Referenzvariante sowie deren Veränderung in den Gerechtigkeitsszenarien. Während klassische Flexibilitätsoptionen (Pumpspeicher, DSM, Batterien) kaum reagieren, gehen stromintensive Anwendungen und Nettoexporte spürbar zurück.

Auch bei der EE-Integration zeigen sich Unterschiede. In allen Szenarien kommt es zu Abregelungsverlusten. In der Referenz liegt die Abregelung bei rund 16 TWh (1,5 % der EE-Erzeugung), in den Szenarien mit angepasster Allokation sinkt sie auf etwa 10 – 11 TWh. Die Reduktion fällt damit leicht überproportional zur rückläufigen EE-Einspeisung aus – ein Hinweis darauf, dass geringere EE-Mengen systemisch leichter integriert werden können. Dennoch beträgt die nutzbare EE-Einspeisung in den Gerechtigkeitsszenarien rund 1.000 TWh – und liegt damit 60 – 68 TWh unter der Referenz.

Parallel verschiebt sich die Außenhandelsbilanz: Deutschland wechselt von einer ausgeglichenen Handelsposition (Importsaldo: 5 TWh) in eine klare Nettoimportrolle (28 – 35 TWh). Die Importe steigen um bis zu 18 TWh, die Exporte sinken um bis zu 17 TWh. Besonders ausgeprägt ist dies in den Szenarien „Gleiche Belastung: Verbrauchsnah (2045)“ und „Bevölkerungsnah (2045)“.

Insgesamt zeigt sich: Die räumliche Allokation von EE-Anlagen beeinflusst nicht nur die variablen Stromerzeugungskosten, sondern auch die Systemintegration. Werden in gerechtigkeitsorientierten Verteilungen die Stromerzeugungsdefizite nicht ausgeglichen, so wirkt sich das auf die „letzten Stromanwendungen“ aus: die Nettoexportpotenziale und weniger effiziente Stromanwendungen wie Power-to-Heat oder Elektrolyse – ohne dabei die grundsätzliche Funktionsfähigkeit des Systems infrage zu stellen.

Abbildung 5-8: Flexible Nachfrage der Referenz und deren Änderung in den Variationen



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut.

5.2.7 Fazit

Die Analyse zeigt: Die regionale Verteilung einer konstanten Leistung erneuerbarer Erzeugungskapazitäten beeinflusst zentrale Kenngrößen des Stromsystems. Insbesondere bei Windenergie an Land können unterschiedliche Allokationen zu signifikanten Unterschieden in der tatsächlichen Stromerzeugung führen – mit direkten Auswirkungen auf die variablen Stromerzeugungskosten, die CO₂-Emissionen und die Nettoimportbedarfe.

In den gerecht verteilten Szenarien sinkt der Stromertrag aus Wind onshore um bis zu 20 % gegenüber dem ökonomisch optimierten Referenzszenario. Diese Ertragsverluste müssen kompensiert werden – in diesem Fall, in dem die EE-Leistung konstant gehalten wurde, durch einen erhöhten Einsatz disponibler Kraftwerke und durch Importe. Dies führt zu höheren variablen Stromerzeugungskosten, zu zusätzlichen Emissionen – auch im europäischen Ausland – und zu einer größeren Versorgungslücke, die modellseitig durch erhöhte Investitionen in wasserstofffähige Backup-Kapazitäten geschlossen wird.

Wie bereits eingangs in Kapitel 5.2.2 dargelegt, zeigen sich die PV-Freiflächenanlagen gegenüber der Regionalisierung robust. Ihre Stromerträge bleiben trotz variiertes Verteilung konstant. Damit erscheint eine stärkere Gewichtung gesellschaftlicher Kriterien in diesem Technologiesegment besonders sinnvoll.

Die Ergebnisse legen nahe: Gerechtigkeitsorientierte EE-Verteilungspfade sind – zumindest im Fall von Windenergie an Land – mit systemischen Mehrkosten verbunden. Ob und in welchem Umfang diese durch gesellschaftliche Akzeptanzgewinne legitimiert werden können, bleibt eine normative Abwägung. Klar wird jedoch: Wenn auf windschwächere, aber potenziell akzeptanzstärkere Standorte ausgewichen wird, muss insgesamt mehr Leistung errichtet werden, um dieselbe Strommenge und damit die geplanten CO₂-Minderungen zu erreichen.

Dies führt direkt zur Frage, ob in der Praxis tatsächlich eine breite Standortstreuung mit höherem Flächenbedarf und zusätzlichen Investitionen umsetzbar ist – oder ob weniger, aber ertragreichere Standorte gesellschaftlich am Ende doch bevorzugt werden. Auch der Ressourceneinsatz und die Flächenverfügbarkeit rücken in den Blick. In der Realität hängen solche Fragen dann auch von der genauen Standortwahl ab.

Gleichwohl ist anzumerken, dass der aktuelle Stand des Ausbaus nur in Teilen mit einem ökonomisch effizienten Ausbaupfad übereinstimmt. Zwar werden in der Praxis durch das Ausschreibungsdesign ökonomische Effizienzen angestrebt, doch schränken Planungsrecht, Flächenverfügbarkeit und Akzeptanzprozesse die tatsächliche Standortwahl erheblich ein. Der Ausbau folgt daher nicht rein ökonomischen Kriterien, sondern ist bereits heute durch politische, räumliche und gesellschaftliche Rahmenbedingungen geprägt.

Vor diesem Hintergrund sind die in dieser Modellierung betrachteten gerechtigkeitsgeleiteten Varianten nicht nur hypothetische Alternativen, sondern spiegeln reale Restriktionen im Planungsgeschehen wider. In gewisser Weise bilden sie das ab, was in der Praxis ohnehin geschieht – nur systematischer und bewusster gesteuert. Die daraus abgeleiteten Zusatzbedarfe sind daher nicht ausschließlich als „Kosten gerechter Verteilung“ zu interpretieren, sondern als Hinweis darauf, welche systemischen Mehrbedarfe entstehen, wenn eine politisch und gesellschaftlich tragfähige Umsetzung des EE-Ausbaus unter realistischen Rahmenbedingungen erfolgt.

Um den zusätzlichen Bedarf an Stromerzeugung aus Windenergie und die Effekte auf das Stromsystem zu bewerten, wurde in einem zweiten Ergebnisset die erzeugte Strommenge aus Wind onshore über alle Szenarien hinweg harmonisiert. So wird sichtbar, welche zusätzlichen Investitionen notwendig wären, um bei gleichbleibender Strommenge auch unter weniger ertragreichen Standortbedingungen die Klimaziele zu erreichen – und wie sich diese Entscheidungen auf das Stromsystem insgesamt auswirken.

5.3 Ergebnisse: Set 2 – Konstante Stromerzeugung Wind onshore

Im ersten Ergebnisset (vgl. Abschnitt 5.2) wurden alle Verteilungspfade auf Basis einer konstanten installierten Leistung miteinander verglichen. Dies erlaubt Rückschlüsse darauf, wie sich unterschiedliche Standortqualitäten auf Stromertrag, Systemkosten und Umweltwirkungen auswirken. Offen blieb jedoch, welcher Zusatzaufwand erforderlich wäre, um bei weniger günstigen Standorten dieselbe Strommenge zu erzeugen wie im ökonomisch optimierten Ausbaupfad.

Das zweite Ergebnisset verfolgt daher einen alternativen Ansatz: Die installierte Leistung wurde in den Szenarien jeweils so angepasst, dass die Windstromerzeugung über alle Varianten hinweg

möglichst konstant bleibt. Unterschiede in den Ergebnissen lassen sich damit vorrangig auf das Zusammenspiel von Standortverteilung, Stromprofil und Investitionsvolumen zurückführen – und erst in zweiter Linie auf die (leicht) variierenden Windstrommengen, die sich dennoch ergeben.

Die Anpassung der EE-Zeitreihen an die erhöhten Wind-onshore-Kapazitäten erfolgte in mehreren Schritten: Für jede Verteilungslogik wurde zunächst auf Basis der bei 160 GW installierter Leistung erzielten Volllaststunden abgeschätzt, welche Kapazität notwendig wäre, um den Stromertrag des ökonomisch optimierten Szenarios mit 160 GW zu erreichen. Anschließend wurde mit dem jeweiligen Verteilalgorithmus eine neue räumliche Allokation für diese Zielkapazität erstellt. Mithilfe des in der Parallelstudie dokumentierten Verfahrens wurden daraus stündlich aufgelöste Einspeisezeitreihen auf Deutschlandebene abgeleitet und in die Energiesystemmodellierung eingespeist (Wingenbach et al. 2025). Die erzielte Stromerzeugung wurde abschließend durch Integration der Zeitreihen überprüft.

Dabei zeigt sich ein systematischer Effekt: Die resultierende Stromerzeugung liegt in allen Fällen leicht über dem Zielwert. Ursache ist ein gegenläufiges Verhalten der Volllaststunden: Während bei ökonomisch optimierten Allokationen mit wachsender installierter Leistung zunehmend windschwächere Standorte erschlossen werden und die Volllaststunden entsprechend sinken, steigen sie in den Gerechtigkeitsszenarien leicht an. Dies lässt sich damit erklären, dass dort nicht die Windhöflichkeit, sondern normative Kriterien wie Fläche, Bevölkerung oder Lastnähe die Allokation bestimmen. Eine genauere Angleichung der Strommengen wäre nur über ein iteratives Verfahren möglich gewesen; darauf wurde zugunsten der Übersichtlichkeit und Anschaulichkeit verzichtet.

Die nachfolgenden Abschnitte stellen die Ergebnisse dieser alternativen Analyse vor – beginnend mit den Systemkosten (vgl. Abschnitt 5.3.1). Sie eröffnen eine ergänzende Perspektive auf die systemischen Effekte gerechter EE-Verteilung, wenn ein einheitliches Stromerzeugungsziel – statt einer einheitlichen Ausbauleistung – als Bezugsgröße dient.

5.3.1 Systemkosten

Im zweiten Ergebnisset wurden die installierten Windleistungen in den einzelnen Szenarien so angepasst, dass die Stromerzeugung aus Windenergie an Land möglichst konstant bleibt. Da sich die Standortgüte unterscheidet, führt dies zu variierenden Kapazitätsbedarfen – und damit zu unterschiedlichen Investitionsbedarfen und Fixkostenstrukturen. Zur Einordnung der Änderungen in der Kostenstruktur werden folgende Komponenten in die Systemkosten einbezogen:

- die variablen Betriebskosten (v. a. Brennstoffe, Betriebsstoffe) des gesamten Energiesystems,
- sämtliche greenfield Investitionen in die relevanten erneuerbaren Technologien (als Annuität dargestellt)
- sowie deren Fixkosten (z. B. für Wartung und Instandhaltung).

Zu den relevanten erneuerbaren Technologien zählen Wind (onshore / offshore), PV (Aufdach / Freifläche) und wasserstofffähige Kraftwerke. Investitionen in das konventionelle Kraftwerkportfolio oder in die Netzinfrastruktur wurden – wie im gesamten Projekt – nicht einbezogen.

Die Systemkosten in Deutschland steigen in den Gerechtigkeitsszenarien von Set 2 gegenüber dem ökonomisch optimierten Referenzfall (52,7 Mrd. €/a) um bis zu 3,9 Mrd. €/a („Gleiche Belastung: Bevölkerungsnah“). Das entspricht einem relativen Anstieg von rund 7 %.

Die Mehrkosten resultieren fast ausschließlich aus dem zusätzlichen Kapazitätsbedarf in Wind-onshore-Anlagen.

Ein direkter Vergleich mit Set 1 zeigt: Dort lagen die Gesamtsystemkosten der Gerechtigkeitsszenarien je nach Variante nur 1 – 2 % über dem Referenzwert – was angesichts der identischen installierten Leistung nachvollziehbar ist. In Set 2 dagegen verursacht der zusätzliche EE-Ausbau zwar spürbare Mehrkosten, aber in keinem Fall mehr als 8 %. Auffällig ist, dass der zusätzliche Windkraftausbau nicht zu einer proportionalen Senkung der variablen Betriebskosten führt. Der erwartete Effekt – dass mehr EE-Leistung fossile oder wasserstoffbasierte Betriebsanteile stärker verdrängt – tritt nur begrenzt ein. Dies lässt sich durch die ohnehin schon hohe EE-Durchdringung und das beschränkte Substitutionspotenzial im vollständig dekarbonisierten Zielsystem erklären.

Die Kostenstruktur zeigt in allen Szenarien eine ähnliche Verteilung: Etwa 63 – 66 % der Systemkosten entfallen auf Investitionen, rund 20 – 21 % auf Fixkosten, und 13 – 15 % auf variable Betriebskosten. In den Szenarien mit höherer installierter Leistung verschieben sich die Anteile erwartungsgemäß leicht zugunsten der Investitions- und Fixkosten.

Auf europäischer Ebene wurden – wie in Abschnitt 5.2– ausschließlich die variablen Kosten ausgewertet. Hier zeigt sich erneut ein einheitliches Bild: Die Unterschiede zwischen den Szenarien betragen maximal 3 % und liegen größtenteils unterhalb der modellseitigen Auflösungsschwelle. Während sich in Deutschland bei stärkerem EE-Ausbau leicht sinkende variable Kosten zeigen, geht dieser Effekt im europäischen Maßstab weitgehend unter. Die Unterschiede der Verteilungslogiken in Deutschland haben daher keine signifikanten Rückwirkungen auf das europäische Gesamtsystem.

Die Kosten für beide Ergebnisssets sind in Tabelle 5-1 dargestellt.

Tabelle 5-1: Systemkosten der Ergebnisssets im Vergleich

	Ökono- misch optimiert	Gleicher Anteil an Gesamt- fläche	Gleicher Anteil an Potenzial- fläche	Gleiche Belastung: Verbrauchs- nah	Gleiche Belastung: Bevölke- rungsnah	Gleiche Belastung: Bevölke- rungsfern
Variable Kosten DE in Mrd €/a -Set 1	3.53	5.28	5.01	5.44	5.43	5.11
Variable Kosten DE in Mrd €/a -Set 2	3.53	4.96	4.79	5.03	5.07	5.20
Fixkosten DE in Mrd €/a - Set 1	13.64	13.70	13.70	13.71	13.71	13.70
Fixkosten DE in Mrd €/a - Set 2	13.64	14.11	14.07	14.29	14.20	14.08
Investitionsbedarf in Mrd €/a - Set 1	33.57	33.71	33.70	33.72	33.72	33.71

Investitionsbedarf in Mrd €/a - Set 2	33.57	36.05	35.74	36.61	36.40	35.83
Gesamtsystem- kosten DE in Mrd €/a - Set 1	50.74	52.70	52.40	52.86	52.86	52.52
Gesamtsystem- kosten DE in Mrd €/a - Set 2	50.74	55.12	54.60	55.92	55.67	55.11
Variable Kosten Europa in Mrd €/a - Set 1	160.76	167.21	166.29	167.73	167.72	166.64
Variable Kosten Europa in Mrd €/a - Set 2	160.76	160.86	160.31	161.16	161.23	161.91

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut.

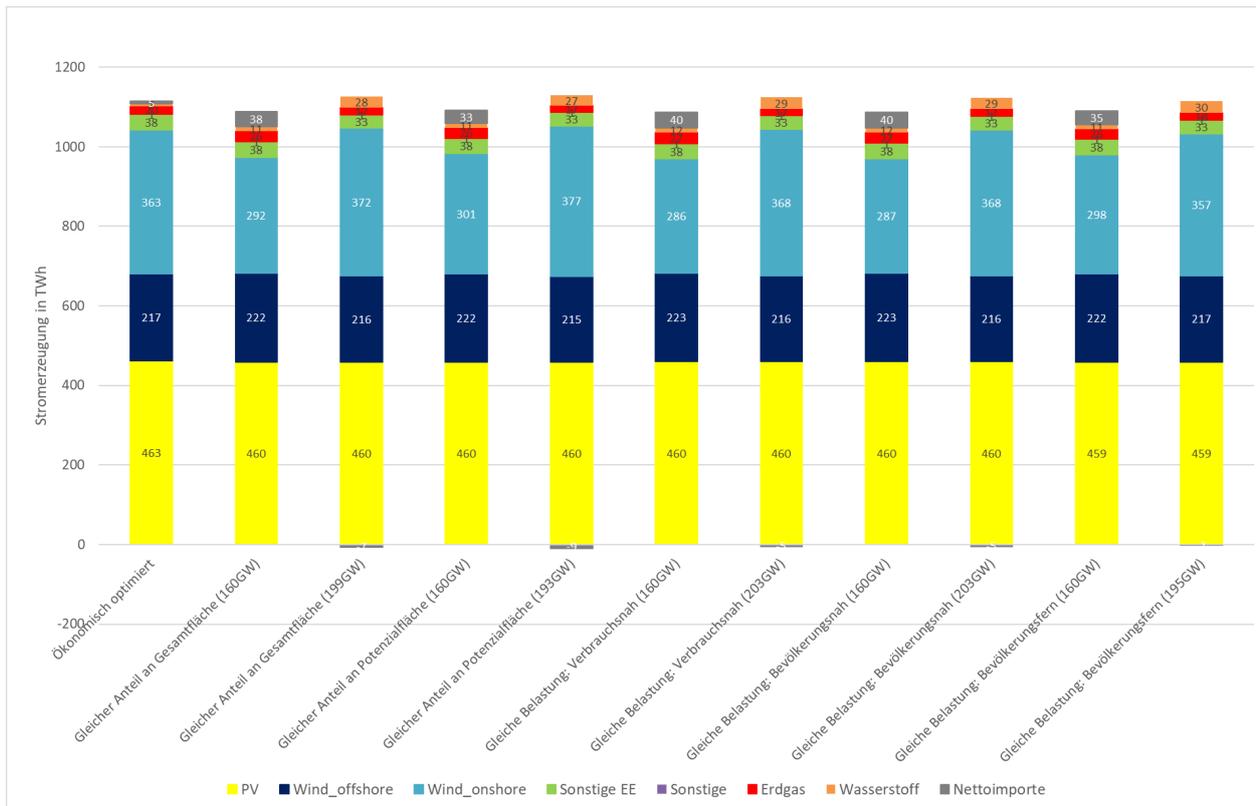
Ein Ausgleich der Stromerzeugung in den gerechtigkeitsgeleiteten Szenarien erfordert zusätzliche Investitionen, die je nach Variante zu einem Anstieg der Gesamtsystemkosten um 2–4 Mrd. €/a gegenüber Set 1 führen. Der durch die Investitionen in Set 2 erwirkte Rückgang der variablen Kosten kann diese Mehrkosten nur begrenzt kompensieren. Im Vergleich zur ökonomisch optimierten Referenz steigen die Systemkosten um bis 10 % an.

5.3.2 Energieträgerspezifische Stromerzeugung

Die folgenden Auswertungen betrachten die modellierte Stromerzeugung im Zieljahr 2045, differenziert nach Technologiegruppen. Im Mittelpunkt steht die Frage, wie sich die Verteilung von Wind- und PV-Anlagen – unter jeweils unterschiedlichen Modellannahmen – auf die Zusammensetzung des Strommix auswirkt. Zur Erinnerung: In Kapitel 5.2 wurden Szenarien mit konstanter installierter EE-Leistung analysiert, in Kapitel 5.3 Szenarien mit angepasster installierter Windleistung, um eine möglichst konstante Stromerzeugung aus Wind onshore zu erreichen.

Abbildung 5-9 zeigt die Stromerzeugung nach Energieträgern in allen betrachteten Szenarien, jeweils als gestapelte Balken in TWh. Für jedes Verteilungsszenario werden zwei Balken dargestellt: links die Variante mit konstanter installierter Leistung (vgl. Kapitel 5.2), rechts die Variante mit harmonisierter Stromerzeugung (Kapitel 5.3).

Abbildung 5-9: Energieträgerspezifische Stromerzeugung der Ergebnisssets im Vergleich



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut.

In den Szenarien mit konstanter Leistung⁶ (linke Balken) wurde im ersten Berichtsteil bereits gezeigt, dass die Stromerzeugung aus Windenergie an Land stark variiert – je nach Standortgüte. Geringere Erträge führen dort zu einem höheren Anteil konventioneller Erzeugung sowie zu leicht erhöhten Nettoimporten. Die Gesamtstrommenge fällt in diesen Fällen leicht unter das Niveau des Referenzszenarios.

Bei den Szenarien mit angepasster installierter Leistung (rechter Balken) konnte die Windstromerzeugung modellseitig weitgehend angeglichen werden. Durch zusätzlichen Ausbau nähert sich die Strommenge dem Referenzniveau an. In der Folge sinkt der Bedarf an Wasserstoff- und Gaskraftwerken sowie an Importen. Die übrige Zusammensetzung des Strommix bleibt weitgehend konstant.

Die Harmonisierung der Strommengen hat insgesamt gut funktioniert: Die erzeugten Mengen liegen nun eng beieinander. Kleinere Unterschiede bestehen weiterhin – insbesondere in den Szenarien „Gleiche Belastung: Bevölkerungsnah“ und „Gleiche Belastung: Verbrauchsnah“, in denen trotz Leistungserhöhung noch ein etwas höherer Einsatz von Wasserstoffkraftwerken erforderlich ist. Dies deutet darauf hin, dass bestimmte Ertragsschwächen – etwa ungünstige Einspeisezeitpunkte oder geringe Korrelation mit der Residuallast – sich nicht vollständig durch zusätzlichen Ausbau kompensieren lassen. Auch die Nettoimporte sind in diesen Fällen leicht erhöht.

⁶ In der Grafik folgt die Variation des Sets 2 stets auf die des Sets 1 mit 160 GW.

5.3.3 Wärmeerzeugung zur Deckung der Fernwärmenachfrage

Die Wärmeerzeugung im Modelljahr 2045 ist in allen betrachteten Szenarien des Ergebnissets 2 nahezu identisch zusammengesetzt. Die Beiträge zentraler Technologien wie Wärmepumpen, Power-to-Heat, Biomasse und Gas zeigen nur geringe Schwankungen gegenüber der Referenz. Eine separate Darstellung der Wärmeerzeugung für das Ergebnis 2 wurde daher nicht aufgenommen.

5.3.4 Stromnachfrage

Die modellierte Stromnachfrage im Zieljahr 2045 liegt im ökonomisch optimierten Szenario bei rund 1.200 TWh. Sie setzt sich aus unflexiblen Nachfragesegmenten sowie flexiblen, modellendogen reagierenden Anwendungen zusammen – darunter Power-to-Heat (P2H), Elektromobilität, Wärmepumpen, Wasserstoffelektrolyse (P2H₂), Speicherverluste, Importe/Exporte und Lastverschiebung (DSM).

Abbildung 5-10 zeigt die Unterschiede zwischen den Szenarien im Vergleich zur Referenz. Für jede Verteilungslogik sind zwei Balken dargestellt: links die Variante mit konstanter Leistung (vgl. Kapitel 5.2), rechts die Variante mit harmonisierter Windstromerzeugung.

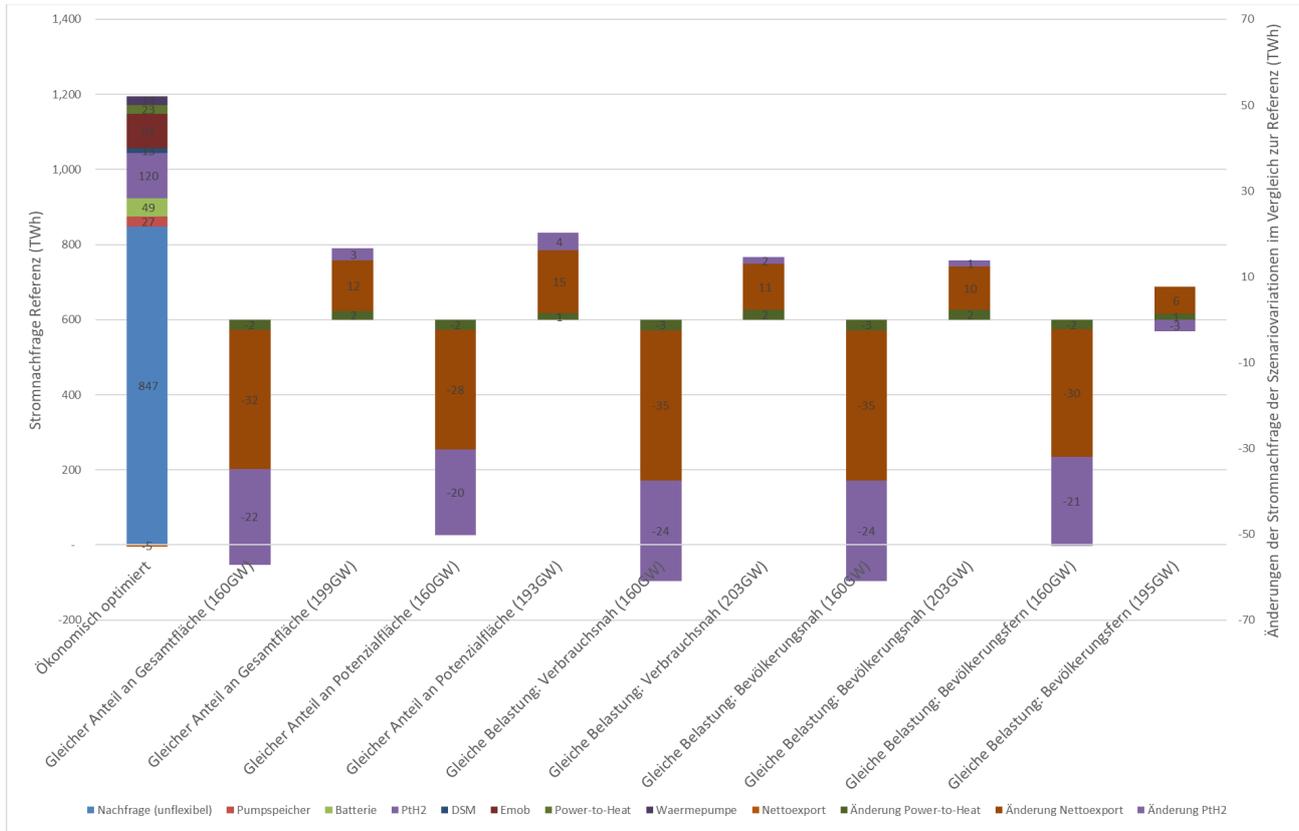
Zur Erinnerung: In den Szenarien mit konstanter installierter Leistung sank die modellierte Stromnachfrage bei geringem Windstromangebot – insbesondere bei verbraucher- und bevölkerungsnahen Verteilungen. Hauptsächlich betroffen waren strombasierte Flexibilitäten wie Elektrolyse und Power-to-Heat.

In den Szenarien mit angepasster Windleistung (rechte Balken) wird dieser Rückgang weitgehend kompensiert. Die verbesserte Stromverfügbarkeit ermöglicht einen moderaten Nachfrageanstieg – vor allem bei Anwendungen mit geringerer Systempriorität. Die Stromnutzung für Wasserstoffproduktion steigt wieder an, ebenso wie der Einsatz von Power-to-Heat. Elektromobilität, Wärmepumpen und unflexible Nachfrage bleiben in allen Szenarien nahezu konstant.

Auch die Nettoexporte reagieren auf das erhöhte Angebot und steigen in Szenarien mit starkem Windzubau (z. B. „Gleiche Verteilung: Bevölkerungsnah 203 GW“) um bis zu 15 TWh gegenüber der Referenz. DSM und Speicher zeigen dagegen nur geringe Unterschiede.

Fazit: Die Harmonisierung der Windstromerzeugung beeinflusst nicht nur die Angebotsseite, sondern auch die modellierte Nachfrage – vor allem im Bereich flexibel nutzbarer Anwendungen. Die Gesamtnachfrage steigt in Set2 leicht an, bleibt aber insgesamt im Bereich des Referenzniveaus.

Abbildung 5-10: Änderungen der Stromnachfrage der Szenariosets im Vergleich zur Referenz (TWh)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut.

5.3.5 Umweltwirkungen: CO₂-Emissionen und EE-Anteile

In den Szenarien mit harmonisierter Windstromerzeugung (Set 2) sinken die CO₂-Emissionen im deutschen Stromsystem gegenüber den Varianten mit konstanter EE-Leistung (vgl. Kapitel 5.2) deutlich. Je nach Szenario beträgt der Rückgang bis zu 3 Mio. t – insbesondere infolge eines geringeren Einsatzes von Erdgaskraftwerken. Die Emissionen aus sonstigen fossilen Quellen bleiben wie zuvor konstant. Auch in den europäischen Nachbarstaaten gehen die modellierten CO₂-Emissionen leicht zurück, da durch den höheren EE-Anteil in Deutschland weniger Strom importiert werden muss.

Die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien kann in Set 2 durch die angepasste Windleistung insgesamt erhöht werden. Der Anteil Erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung steigt dadurch in mehreren Szenarien auf bis zu 95 % an – entsprechend dem Referenzszenario. Gleiches gilt für den Anteil an der Stromnachfrage nach Abregelung. In den Varianten mit 160 GW bleibt der Anteil leicht darunter.

Die CO₂- und EE-Indikatoren in Set 2 bestätigen damit das Ziel der Harmonisierung: Eine gerechtere Verteilung erneuerbarer Anlagen kann – bei entsprechendem Mehrausbau – zu einer Annäherung an das Systemverhalten des ökonomisch optimierten Szenarios führen. Die verbleibenden Unterschiede sind gering und vor allem auf strukturelle Profilabweichungen zurückzuführen.

5.3.6 Systemintegration

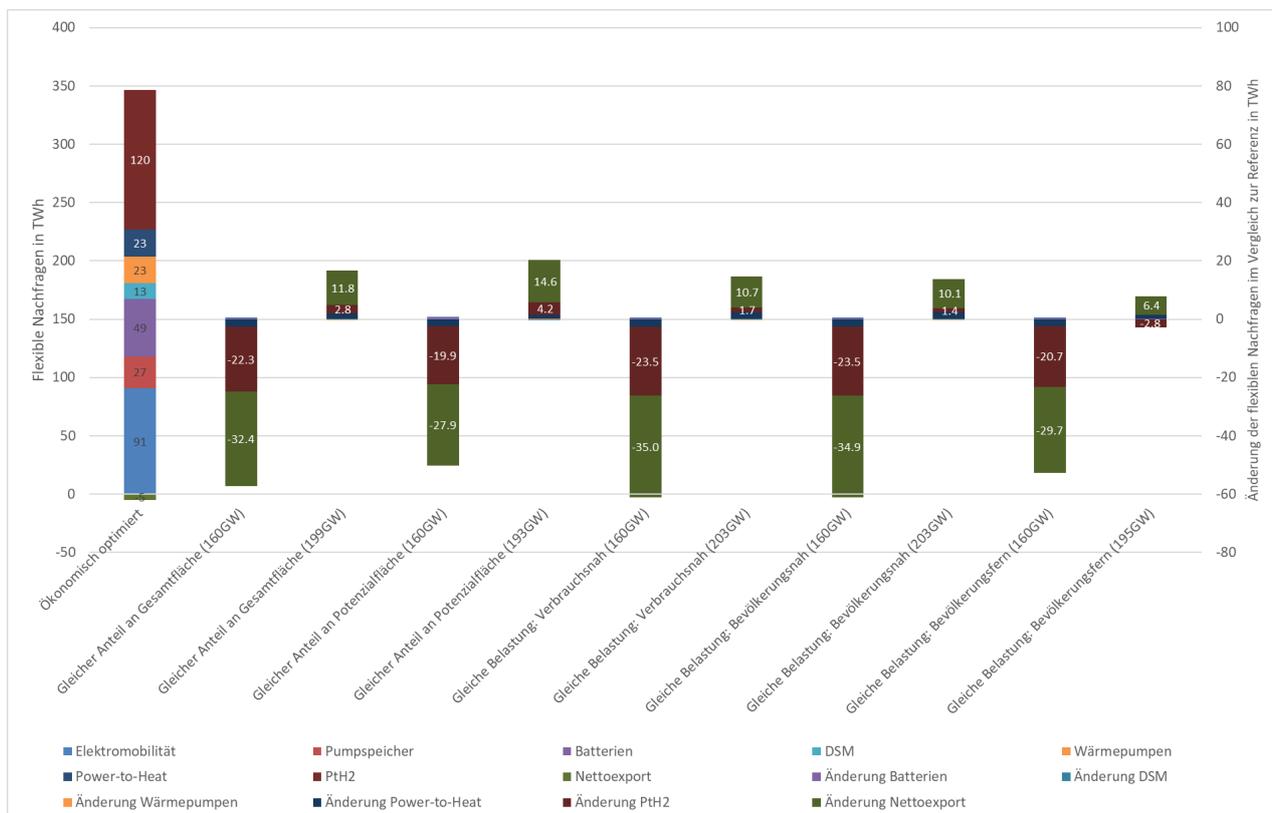
In Set2 werden die Auswirkungen der harmonisierten Windstromerzeugung auf die Systemintegration betrachtet. Wie bereits in Set 1 zeigt sich, dass klassische Flexibilitätsoptionen wie DSM, Speicher und Wärmepumpen in allen Szenarien weitgehend stabil bleiben. Auch Elektromobilität reagiert kaum.

Im Unterschied zu den Varianten mit konstanter EE-Leistung kann in Set 2 jedoch ein Teil der Flexibilitätsreduktion wieder kompensiert werden: Der Stromverbrauch stromintensiver Anwendungen wie Power-to-Heat und Wasserstoffproduktion steigt moderat an, ebenso wie die Nettoexporte.

Auch die EE-Abregelung bleibt mit rund 10 – 12 TWh auf niedrigem Niveau. Trotz höherer installierter Leistung gelingt in den meisten Szenarien eine gute Systemintegration. Die nutzbare EE-Einspeisung liegt in allen Fällen nahe am Niveau des optimierten Szenarios.

Insgesamt zeigt sich: Eine gerechter verteilte Windstromerzeugung kann bei ausreichendem Ausbau nicht nur die Stromerzeugung stabilisieren, sondern auch eine weitgehend robuste Systemintegration gewährleisten. Die Unterschiede zu Set 1 sind deutlich reduziert – insbesondere im Bereich flexibler Nachfrage und EE-Nutzung.

Abbildung 5-11: Flexible Nachfrage der Referenz und deren Änderung in den Variationen



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut.

5.3.7 Fazit

Die Modellierung zeigt: Die Art und Weise, wie Ausbauziele definiert werden – ob als fixe Leistung (Set 1) oder als anzustrebende Strommenge (Set 2) – hat erheblichen Einfluss auf die Bewertung gerechtigkeitsorientierter Verteilungspfade.

In **Set 1** führt die gleichbleibende installierte Leistung bei variierender Standortqualität zu spürbaren Effizienzverlusten: Die Stromerträge sinken, CO₂-Emissionen und Systemkosten steigen, und stromintensive, flexible Anwendungen wie Power-to-Heat und Wasserstoffproduktion werden zurückgedrängt. Diese Effekte zeigen, dass sich aus ökonomischer Perspektive suboptimale Standortverteilungen unmittelbar systemisch auswirken.

Set 2 zeigt dagegen, dass diese Verluste technisch kompensierbar sind – durch gezielten Mehrausbau in weniger ertragreichen Regionen. Die harmonisierte Stromerzeugung führt zu einer Annäherung zentraler Kenngrößen an das Referenzszenario: Emissionen, EE-Anteile und Systemintegration stabilisieren sich, strombasierte Anwendungen erholen sich, und die Importabhängigkeit sinkt. Der Preis dafür sind moderate Investitionsmehrkosten, die – bezogen auf das gesamte System – im niedrigen einstelligen Prozentbereich liegen – und zusätzliche Flächenbedarfe, welche die Gerechtigkeitsdiskussion erneut entfachen.

Auffällig ist: Die Unterschiede zwischen den Gerechtigkeitsszenarien fallen in **Set 2** deutlich geringer aus. Damit zeigt sich: Eine gerechte räumliche Verteilung von Windenergieanlagen ist nicht nur gesellschaftlich realistisch, sondern auch aus ökonomischer Sicht mit vertretbaren Mehrkosten im Vergleich zu einem ökonomischen Optimum umsetzbar – sofern die installierte Leistung entsprechend angepasst wird.

Die PV-Freifläche bestätigt ihre Rolle als robuste Technologie mit geringen Ertragseinbußen bei variierter Verteilung.

In Summe bestätigt **Set 2:** Unterschiedliche Gerechtigkeitsvorstellungen lassen sich auch in einem ambitionierten Zielsystem systemverträglich abbilden. Die verbleibenden Effekte – etwa auf Kosten oder Nutzungsmuster – sind messbar, aber nicht dominant. Ob und wie dieser Mehraufwand politisch oder gesellschaftlich legitimiert werden kann, bleibt eine normative Frage.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Die beiden Projektberichte greifen ineinander: Während der parallel entstandene Bericht zu gerechten EE-Regionalisierungsszenarien (Wingenbach et al. 2025) die algorithmische Operationalisierung unterschiedlicher Gerechtigkeitsmetriken entwickelt und damit eine neue Grundlage für faire Flächenverteilungen schafft, analysiert der vorliegende Modellierungsbericht die damit verbundenen systemischen Effekte. Beide Berichte verzichten auf eine normative Bewertung der Ansätze und betonen stattdessen ihre gleichzeitige Anwendbarkeit – als Beitrag zu einer sachorientierten Aushandlung.

Die Modellierung zeigt: Gerechtigkeitsorientierte Verteilungspfade sind grundsätzlich systemverträglich – sofern sie passend zum jeweiligen Kontext ausgestaltet werden. In Szenarien mit konstanter installierter Wind-onshore-Leistung (Set 1) führen unterschiedliche Standortqualitäten zu spürbaren systemischen Effekten: geringere Erträge, höhere Emissionen, steigende Kosten und Einschränkungen bei flexiblen strombasierten Anwendungen. Diese Unterschiede lassen sich in

Szenarien mit angepasster installierter Leistung (Set 2) weitgehend ausgleichen – bei vergleichsweise moderatem Mehraufwand.

Zugleich zeigt sich: Die untersuchten Gerechtigkeitsszenarien sind keine theoretischen Alternativen zu einem ökonomisch optimierten Ausbau, sondern bilden strukturelle Realitäten ab. Schon heute wird der EE-Ausbau durch Akzeptanzfragen, planerische Restriktionen und Flächenverfügbarkeit mitgeprägt. Die modellierten Varianten machen diese impliziten Logiken sichtbar – und quantifizieren ihre Auswirkungen systematisch. Die damit verbundenen Zusatzbedarfe sind daher weniger als „Kosten gerechter Verteilung“ zu interpretieren, sondern als Konsequenz eines gesellschaftlich tragfähigen Ausbaus unter realen Rahmenbedingungen.

Ein besonders robuster Befund betrifft die Freiflächen-Photovoltaik: Hier bleiben die Stromerträge trotz unterschiedlicher regionaler Allokation nahezu konstant. Das eröffnet Spielräume für gesellschaftliche Kriterien – etwa Akzeptanz, Teilhabe oder Landschaftsverträglichkeit. Gerade in diesem Technologiesegment kann die Ausrichtung an sozialen Präferenzen zu einer zentralen Stellschraube für eine gelingende Energiewende werden.

Nächste Schritte: Überlagerung, Priorisierung, Integration

Die Ergebnisse des Projekts zeigen, was technisch möglich ist. Sie zeigen aber auch, wo es spannend wird: dort, wo gesellschaftliche Zielkonflikte beginnen.

Ein nächster Schritt liegt auf der Hand: Die in der parallelen Studie „Gerechtigkeit im EE-Ausbau“ (Wingenbach et al. 2025) entwickelten Verfahren zur Überlagerung verschiedener Gerechtigkeitslogiken wurden bislang nur auf Set 1 angewendet. Für Set 2 steht diese Überlagerung noch aus – und gerade hier dürfte das Konsenspotenzial größer sein: Weil in den gerechten Verteilungen mehr EE-Leistung installiert wird, wächst auch die überlappende Fläche.

Diese Konsensflächen können zur zeitlichen Priorisierung genutzt werden. Nicht nur das Zielbild 2045 ist relevant, sondern auch der Weg dorthin: Wie lassen sich konfliktarme Räume zuerst erschließen – und wie wirken sich solche gestaffelten Ausbaupfade auf Emissionen, Kosten und Systemintegration aus? Eine zeitlich differenzierte Modellierung könnte helfen, diese Fragen konkret zu beantworten.

Spannend ist auch, was bisher fehlt. Einige Gerechtigkeitsmetriken konnten nicht berücksichtigt werden – sei es wegen fehlender Daten, zu großem Aufwand oder schlicht aus Zeitgründen. Die Idee, diese Perspektiven nachträglich zu quantifizieren und in die Überlagerung zu integrieren, bleibt reizvoll: Wie verändert sich das Bild, wenn es vollständiger wird?

Auch die ökonomisch optimierte Verteilung wurde bisher nicht als eigenständige Gerechtigkeitslogik in die Überlagerung aufgenommen – weder in Set 1 noch in Set 2. Dabei könnte gerade sie eine wichtige Referenz bilden: Wo überlagern sich Effizienz und Gerechtigkeit?

Schließlich bleibt eine grundlegende Frage: Ist es gerecht, mehr Fläche, Kapital und Material einzusetzen, um sozial gerechter zu bauen? Ist Mehraufwand legitim – oder wird Effizienz zum Maßstab für Fairness? Auch das lässt sich nicht technisch beantworten. Aber man kann es modellieren, durchspielen, sichtbar machen – und in der Aushandlung reflektieren.

Ein bislang unbehandelter, aber zentraler Aspekt betrifft den Netzausbau: Auch hier können sich systemische Unterschiede zwischen den Verteilungsoptionen zeigen. Eine integrierte Folgeanalyse – technisch wie gesellschaftlich – wäre ein nächster großer Schritt.

Perspektiven für Planung, Modellierung und Politikgestaltung

Für die Planung heißt das: Konsensflächen, die mehreren Gerechtigkeitslogiken entsprechen, sollten frühzeitig identifiziert und vorrangig erschlossen werden. Die Modellierung zeigt, dass sich solche Flächen nicht nur effizient nutzen lassen, sondern auch als Grundlage für transparente und konfliktarme Ausbaupfade dienen können – insbesondere bei der Auswahl von Standorten und der zeitlichen Staffelung im Rahmen regionaler und landesweiter Planungsprozesse.

Für die Energiesystemmodellierung ergibt sich ein neuer Anspruch: Gesellschaftliche Kriterien lassen sich nicht nur qualitativ einordnen, sondern auch quantitativ vergleichen und modellieren. Überlagerungsverfahren, zeitvariable Potenziale und mehrstufige Ausbaupfade ermöglichen es, sozial tragfähige Szenarien methodisch zu fassen – als Restriktionen, als Zielräume oder als dynamische Entwicklungslinien. Damit kann die Modellierung verstärkt dazu beitragen, realitätsnahe, gesellschaftlich eingebettete Zukunftsszenarien zu entwerfen.

Für die Politikgestaltung schließlich machen die Ergebnisse sichtbar: Gerechtigkeit und Effizienz sind keine Gegensätze – sofern Entscheidungen nachvollziehbar, sichtbar und aushandelbar gestaltet werden. Konsensflächen und überlappende Gerechtigkeitslogiken bieten das Potenzial, auch bei kontroversen Ausgangspositionen gesellschaftliche Akzeptanz zu stärken, ohne Sichtweisen gegeneinander auszuspielen. Eine strategische Governance, die diese Räume erkennt und nutzt, kann zur zentralen Stellschraube einer sozial integrierten Energiewende werden.

In Summe zeigt sich: Die Frage, wo Erneuerbare ausgebaut werden sollen, ist nicht nur eine technische – sondern vielmehr eine gesellschaftliche. Der Bericht liefert dafür eine belastbare Grundlage. Er macht deutlich, dass es sich lohnt, über das technisch Machbare hinaus auch das gesellschaftlich Tragfähige in den Mittelpunkt zu stellen und so die Energiewende nicht nur effizient, sondern auch gerecht zu gestalten.

7 Literaturverzeichnis

- Amme, J. (2022): Der Photovoltaik- und Windflächenrechner - Geodaten Potenzialflächen.
- Bauknecht, D.; Flachsbarth, F.; Koch, M.; Vogel, M. (2024): The role of decentralised flexibility options for managing transmission grid congestions in Germany. In: *The Electricity Journal* 37 (1), S. 107363. DOI: 10.1016/j.tej.2023.107363.
- BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (11.12.2024): Pressemitteilung: Die Bundesregierung hat heute die Änderungen energierechtlicher Vorschriften beschlossen, Bio-Energie und Kraftwärmekopplung. EEG-Reform: Wirtschaft und Klimaschutz, BMWK - Bundesministerium für. Online verfügbar unter <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/12/20241211-aenderungen-energierechtlicher-vorschriften.html>, zuletzt geprüft am 18.07.2025.
- BMWK - Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024): Neue Langfristszenarien für die Energiewende. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2024/04/05-neue-langfristszenarien-fuer-die-energiewende.html>, zuletzt aktualisiert am 16.12.2024, zuletzt geprüft am 16.12.2024.
- Bucksteeg, M.; Wiedmann, M.; Pöstges, A.; Haller, M.; Böttger, D.; Ruhnau, O.; Schmitz, R. (2022): The transformation of integrated electricity and heat systems—Assessing mid-term policies using a model comparison approach. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 160, S. 112270. DOI: 10.1016/j.rser.2022.112270.
- Dambeck, H.; Ess, F.; Falkenberg, H.; Kemmler, A.; Kirchner, A.; Kreidelmeyer, S.; Koepf, M.; Lübbers, S.; Piégsa, A.; Scheffer, S.; Spillmann, T.; Thamling, N.; Wunsch, A. et al. (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045 - Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Öko-Institut; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie; Prognos. Online verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_01_DE_KNDE2045/KNDE2045_Langfassung.pdf.
- dena - Deutsche Energie-Agentur (Hg.) (2021): dena-Leitstudie - Aufbruch Klimaneutralität, Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Berlin. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf.
- EEG (2023): Deutscher Bundestag. Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023), EEG, Fassung vom Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 22.05.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 133) geändert worden ist.
- EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (Hg.) (2021): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems. Datenanhang Parameter. Deutsche Energie Agentur. Online verfügbar unter https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/03/220325_EWI_Datenanhang_Parameter_dena-Leitstudie_Aufbruch-Klimaneutralitaet.xlsx.
- Förster, H.; Repenning, J.; Borkowski, K.; Braungardt, S.; Bürger, V.; Cook, V.; Emele, L.; Görz, W. K.; Haller, M.; Hennberger, K.; Jörß, W.; Kasten, P.; Koch, M. et al. (2025): Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland (Projektionsbericht 2025). In: *Treibhausgas-Projektionen für Deutschland*. Online verfügbar unter

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/projektionsbericht_2025.pdf, zuletzt geprüft am 09.07.2025.

- Gils, H. C.; Pregger, T.; Flachsbarth, F.; Jentsch, M.; Dierstein, C. (2019): Comparison of spatially and temporally resolved energy system models with a focus on Germany's future power supply. In: *Applied Energy* (255). DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113889.
- Harthan, R. O.; Förster, H.; Borkowski, K.; Böttcher, H.; Braungardt, S.; Bürger, V.; Emele, L.; Görz, W. K.; Hennenberg, K.; Jansen, L. L.; Jörß, W.; Kasten, P.; Loreck, C. et al. (2023): Projektionsbericht 2023 für Deutschland (2. Auflage) (Climate Change, 39/2023). Öko-Institut; Fraunhofer ISI; IREES; Thünen-Institut. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau.
- Harthan, R. O.; Förster, H.; Borkowski, K.; Braungardt, S.; Bürger, V.; Cook, V.; Emele, L.; Görz, C. W.; Hennenberg, K.; Jansen, L. L.; Jörß, W.; Kasten, P.; Loreck, C. et al. (2024): Technischer Anhang der Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland (Projektionsbericht 2024) (Treibhausgas-Projektionen für Deutschland). Umweltbundesamt (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/technischer-anhang-der-treibhausgas-projektionen>.
- Hersbach, H.; Bell, B.; Berrisford, P.; Hirahara, S.; Horányi, A.; Muñoz-Sabater, J.; Nicolas, J.; Peubey, C.; Radu, R.; Schepers, D.; Simmons, A.; Soci, C.; Abdalla, S. et al. (2020): The ERA5 global reanalysis. In: *Quart J Royal Meteor Soc* 146 (730), S. 1999–2049. DOI: 10.1002/qj.3803.
- Hobbie, H.; Mehlem, J.; Wolff, C.; Weber, L.; Flachsbarth, F.; Möst, D.; Moser, A. (2022): Impact of model parametrization and formulation on the explorative power of electricity network congestion management models - Insights from a grid model comparison experiment. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (159). DOI: 10.1016/j.rser.2022.112163.
- Hofmann, F.; Hampp, J.; Neumann, F.; Brown, T.; Hörsch, J. (2021): atlite: A Lightweight Python Package for Calculating Renewable Power Potentials and Time Series. In: *JOSS* 6 (62), S. 3294. DOI: 10.21105/joss.03294.
- Kaspar, F.; Niermann, D.; Borsche, M.; Fiedler, S.; Keller, J.; Potthast, R.; Rösch, T.; Spangehl, T.; Tinz, B. (2020): Regional atmospheric reanalysis activities at Deutscher Wetterdienst: review of evaluation results and application examples with a focus on renewable energy. In: *Advances in Science and Research* (17), S. 115–128. DOI: 10.5194/asr-17-115-2020.
- Koch, M.; Bauknecht, D.; Heinemann, C.; Ritter, D.; Vogel, M.; Tröster, E. (2015): Modellgestützte Bewertung von Netzausbau im europäischen Netzverbund und Flexibilitätsoptionen im deutschen Stromsystem im Zeitraum 2020–2050. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE)* 39 (1), S. 1–17. DOI: 10.1007/s12398-015-0147-2.
- Kohler, M.; Wingenbach, M. (2024): Potenzialflächen für Agri-Photovoltaik, Eine GIS basierte Potenzialanalyse für Deutschland. Öko-Institut (Hg.). Freiburg. Online verfügbar unter <https://zenodo.org/records/10878761>.
- Mendelevitch, R.; Repenning, J.; Matthes, F. C.; Deurer, J. (2024): Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland - Rahmendaten. Öko-Institut; IREES. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau.
- Öko-Institut (2025): PowerFlex, THG-Projektionen 2025 für Deutschland. Daten- und Modelldokumentation. Öko-Institut (Hg.). Online verfügbar unter <https://thg-projektionen2025-daten-modell-dokumentation-788cd5.usercontent.opencode.de/Modell/powerflex/>, zuletzt aktualisiert am 24.04.2025, zuletzt geprüft am 18.07.2025.

- Pöstges, A.; Bucksteeg, M.; Ruhnau, O.; Böttger, D.; Haller, M.; Künle, E.; Ritter, D.; Schmitz, R.; Wiedmann, M. (2022): Phasing out coal: An impact analysis comparing five large-scale electricity market models. In: *Applied Energy* 319, S. 119215. DOI: 10.1016/j.apenergy.2022.119215.
- Ruhnau, O.; Bucksteeg, M.; Ritter, D.; Schmitz, R.; Böttger, D.; Koch, M.; Pöstges, A.; Wiedmann, M.; Hirth, L. (2022): Why electricity market models yield different results: Carbon pricing in a model-comparison experiment (153). Kiel, Hamburg. Online verfügbar unter <http://hdl.handle.net/10419/234468>;
- Syranidou, C.; Koch, M.; Matthes, B.; Winger, C.; Linßen, J.; Rehtanz, C.; Stolten, D. (2022): Development of an open framework for a qualitative and quantitative comparison of power system and electricity grid models for Europe. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (159). DOI: 10.1016/j.rser.2021.112055.
- TransnetBW (2025): How can we reliably combine security of supply with climate neutrality?, Adequacy 2050. TransnetBW presents the new long-term study Adequacy 2050. TransnetBW (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.transnetbw.de/en/adequacy-2050>, zuletzt aktualisiert am 18.07.2025, zuletzt geprüft am 18.07.2025.
- Wingenbach, M.; Flachsbarth, F.; Aschauer, J.; Winger, C. (2025): Gerechtigkeit im EE-Ausbau: Erneuerbare gerecht in die Fläche bringen. Verteilungslogiken, algorithmische Ansätze und Konsensräume., Teilvorhaben Power, Big pictures and participation des Gesamtvorhabens EmPowerPlan: Regionale Planung der Energiewende – Partizipation und Gerechtigkeit vor Ort und das große Ganze im Blick. Öko-Institut (Hg.). Freiburg. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Gerechtigkeit-im-EE-Ausbau-Systemische-Wirkung.pdf>.

Anhang

Tabelle 7-1: Verhältnisindikator variable Kostenänderungen DE und Europa

Szenario	Δ variable Kosten DE (%)	Δ variable Kosten EU (%)	DE-Anteil an EU-Kosten (Ref)	Verhältnisindikator
Gleicher Anteil an Gesamtfläche (2045)	+50 %	+4,7 %	2,0 %	2,36
Gleicher Anteil an Potenzialfläche (2045)	+42 %	+3,9 %	2,0 %	2,32
Gleiche Belastung: Verbrauchsnah (2045)	+62 %	+5,2 %	2,0 %	2,48
Gleiche Belastung: Bevölkerungsnah (2045)	+53 %	+5,0 %	2,0 %	2,50
Gleiche Belastung: Bevölkerungsfern (2045)	+45 %	+4,1 %	2,0 %	2,29

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut.