



Vertiefende Erläuterungen zur Modellierung des Energieangebotes in den T45-Szenarien

Ort: Karlsruhe

Status: Final

Datum: November 2023

Impressum

Langfristszenarien 3 - T45 Szenarien - Bericht Energieangebot

Projektleitung

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe

Dr. Frank Sensfuß, frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de

Consentec GmbH

Grüner Weg 1, 52070 Aachen

Dr. Christoph Maurer, maurer@consentec.de

Verantwortlich für den Inhalt des Textes

Dr. Frank Sensfuß, frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de; Dr. Christoph P. Kiefer, christoph.kiefer@isi.fraunhofer.de; Dr. Gerda Deac, gerda.deac@isi.fraunhofer.de, Dr. Christiane Bernath, christiane.bernath@isi.fraunhofer.de; Dr. Bernd Tersteegen, tersteegen@consentec.de

Beteiligte Institute

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe

Dr. Frank Sensfuß, frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de (Projektleitung)

Veröffentlicht

Oktober 2023

Hinweise

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

Vorwort

In einem aktuellen Arbeitspapier¹ des Bundesverbandes Erneuerbare Energien äußert der BEE fachliche Bedenken zur Berechnung der "T45-Szenarien". In dieser Stellungnahme möchten wir auf einige zentrale Kritikpunkte reagieren, da sich in der Stellungnahme grundsätzliche Missverständnisse in Bezug auf die Modellierung der Langfristszenarien und auch fehlerhafte Darstellungen finden. Wir nutzen an dieser Stelle auch die Gelegenheit, noch einmal wichtige Aspekte der Modellierung in den T45-Szenarien vertiefend zu erläutern.

¹ BEE (2023): Analyse der Langfristszenarien 3 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz vom 12.09.2023. <https://www.bee-ev.de/service/publikationen-medien/beitrag/analyse-der-langfristszenarien-3-des-bmwk>

Inhaltsverzeichnis

1	Nach welchen Prinzipen werden die Langfristszenarien erstellt?	5
1.1	Grundsatz 1. Möglichst hohe Transparenz	5
1.2	Grundsatz 2. Der lernende Ansatz	5
1.3	Grundsatz 3. Der konservativ-realistische Ansatz	6
2	Müssen die "T45-Szenarien" neu gerechnet werden?	7
3	Warum werden die Langfristszenarien häufig verwendet?	8
4	Warum gibt es wenig Biomassekraftwerke in den T45-Szenarien?	9
5	Warum gibt es in den Szenarien Spitzenkappung für Photovoltaik & Wind?	11
6	Wie werden Strompreise in den Langfristszenaren berechnet?	12
7	Verfälscht die Abbildung der Wasserkraft die Ergebnisse?	13
8	Was heißt vollständige Potenzialausnutzung Erneuerbarer Energien?	15
9	Können die Auswirkungen höherer Volllaststunden der Windenergie vereinfacht abgeschätzt werden?	16
10	Wie erfolgt die Parametrierung der Windenergie in den Langfristszenarien?	17
11	Wie wird die Einspeisung der Windenergie berechnet?	20
12	Abbildungsverzeichnis	22

1 Nach welchen Prinzipien werden die Langfristszenarien erstellt?

Zu Beginn möchten wir noch einmal einige Aspekte der Szenarioanalyse im Allgemeinen und speziell der Langfristszenarien darstellen. Die Modellierung von Szenarien ist immer Abstraktion der Realität und steht vor zwei zentralen Herausforderungen: Der Notwendigkeit der Vereinfachung und Unsicherheiten. Aufgrund begrenzter Rechenfähigkeiten muss im Rahmen einer Modellierung immer eine Vereinfachung der Realität vorgenommen werden. Die Herausforderung ist dabei, eine für den jeweiligen Anwendungszweck wissenschaftlich angemessene Kombination aus Methodik und verwendeten Daten einzusetzen. Viele zukünftige Entwicklungen sind außerdem mit Unsicherheit behaftet. Hier müssen im Rahmen einer Szenarioanalyse konsistente Annahmen für bestimmte Parameter getroffen werden. Zentral für wissenschaftliches Vorgehen ist dabei Transparenz bzgl. der Parameter und die Einordnung ihrer Wirkung.

Das Forschungskonsortium der Langfristszenarien III hat sich deshalb in vergangenen Modellierungsrunden und insbesondere seit der Veröffentlichung der sog. "T45-Szenarien" drei Grundsätze gegeben und entwickelt diese konsequent weiter.

1.1 Grundsatz 1. Möglichst hohe Transparenz

Die Langfristszenarien unterhalten die Webseite www.langfristszenarien.de. Diese Seite stellt, entsprechend den Standards und Praktiken des "Open Data"-Ansatzes, sehr viele relevante Informationen in hoher Detailtiefe und ohne Zugangsbeschränkung allen interessierten Stakeholdern zur Verfügung. Damit ist das Forschungskonsortium in der deutschen und europäischen Forschungslandschaft führend bezüglich Transparenz, Nachvollziehbarkeit und externer Begutachtung der Projektergebnisse. Neben den veröffentlichten Daten sind die T45-Szenarien mit mehr als 11 h Webinaren und mehr als 350 Folien dokumentiert. Mehr als 370 Fragen wurden bei den Webinaren im Chat beantwortet. Ausführliche Berichte zu den Szenarien erscheinen in Kürze.

1.2 Grundsatz 2. Der lernende Ansatz

Energiesystemmodellierungen sind immer eine Abstraktion der Realität. Es ist unmöglich und auch nicht sinnvoll, die existierende Realität eins zu eins in computergestützten Modellen abzubilden. Das Forschungskonsortium der Langfristszenarien hat sich trotz dieser notwendigen Einschränkung dem Grundsatz der ständigen Verbesserung der Modelle verschrieben. Dabei versuchen wir fortlaufend, die Datenbasis und die Auflösung der eingesetzten Modelle zu verbessern. Weiterentwicklungen von eingesetzter Software und Hardware ermöglichen es dabei, die Grenzen des technisch Machbaren stetig zu verschieben. So konnte z. B. im Sprung von den TN-Szenarien mit jeweils drei Stützjahren auf fünf Stützjahre in den T45-Szenarien die zeitliche Auflösung gesteigert werden. In der bereits laufenden nächsten Szenariorunde wird der Aspekt von Engpässen in den Verteilnetzen deutlich höher aufgelöst. Weiterhin arbeitet das gesamte Team fortlaufend an der Verbesserung der Datengrundlagen (Anlagenparks, technologische Entwicklungen, Preiskurven der Technologien, uvm.).

Die Energiewende ist ein dynamisches und sich schnell weiterentwickelndes Thema. Das Forschungskonsortium arbeitet intensiv daran, diese Entwicklungen möglichst genau abzubilden. Gleichwohl kann es vereinzelt zu Unschärfen kommen. In der Vergangenheit und Gegenwart sind wir in engem Austausch mit vielen Stakeholdern der Energiewende, inklusive anderen

Forschungseinrichtungen, Interessensverbänden und nicht zuletzt der Politik. Hinweise werden aufgenommen und, wenn möglich, in den nachfolgenden Modellierungsrunden berücksichtigt. Das Forschungskonsortium nimmt jede konstruktive Kritik, aber auch allgemeines Feedback sehr ernst. Wir wollen unsere Arbeit nachhaltig verbessern, um zum Erfolg der Energiewende beizutragen. Wir sind aus diesem Grund offen für fachlichen Austausch in einer Vielzahl von Formaten (wissenschaftliche Konferenzen, Tagungen von Fachverbänden, Veröffentlichung von Whitepapers, uvm.). Auch mit dem Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) stehen wir in regelmäßigem Austausch. Unsere Positionen bezüglich allen in dem BEE-Dokument genannten Kritikpunkte sind diesem bekannt und wurden vorab in verschiedenen Runden mit dem Autor der BEE-Stellungnahme besprochen.

1.3 Grundsatz 3. Der konservativ-realistische Ansatz

Energiesystemmodellierungen mit dem Modell Enertile in den Langfristszenarien zeigen kostenoptimale Zustände (und Transformationspfade) des Energiesystems auf. Dabei nehmen sie die für Seite des Energieangebotes die Perspektive des zentralen Planers ein. Einzelne Akteur:innen, insbesondere private, also gewinnorientierte Akteure, wie z. B. Anlagenbetreiber, werden mit ihrem Partikularverhalten nicht modelliert. Im Ergebnis entsteht so ein »optimales« System. Der Ansatz der Optimierung unter perfekter Voraussicht erlaubt eine konsistente vergleichende Analyse in einem komplexen Energiesystem. Die Berücksichtigung von Akteursverhalten oder Prognosefehlern würde eine saubere „Wenn-Dann-Analyse“ unmöglich machen. Bei der Auswahl der Parametrierung der Modelle ist es dabei wichtig, realistische, aber nicht zu optimistische Annahmen zu wählen, da ansonsten der Aufwand der Transformation des Energiesystems unterschätzt würde.

2 **Müssen die "T45-Szenarien" neu gerechnet werden?**

Die Langfristszenarien sind ein fortlaufender lernender Prozess, in dem ständig neue Szenarien vorbereitet und gerechnet werden. Die nächsten Szenarien sind bereits in Berechnung. Dabei werden kontinuierlich für die jeweilige Fragestellung Verbesserungen an Modellen und Datensätzen vorgenommen. Insofern ist die geforderte neue Berechnung Gegenstand des normalen Szenarioprozesses. Unabhängig davon werden zentrale Kritikpunkte des BEE fachlich nicht geteilt, wie im weiteren Papier erläutert wird.

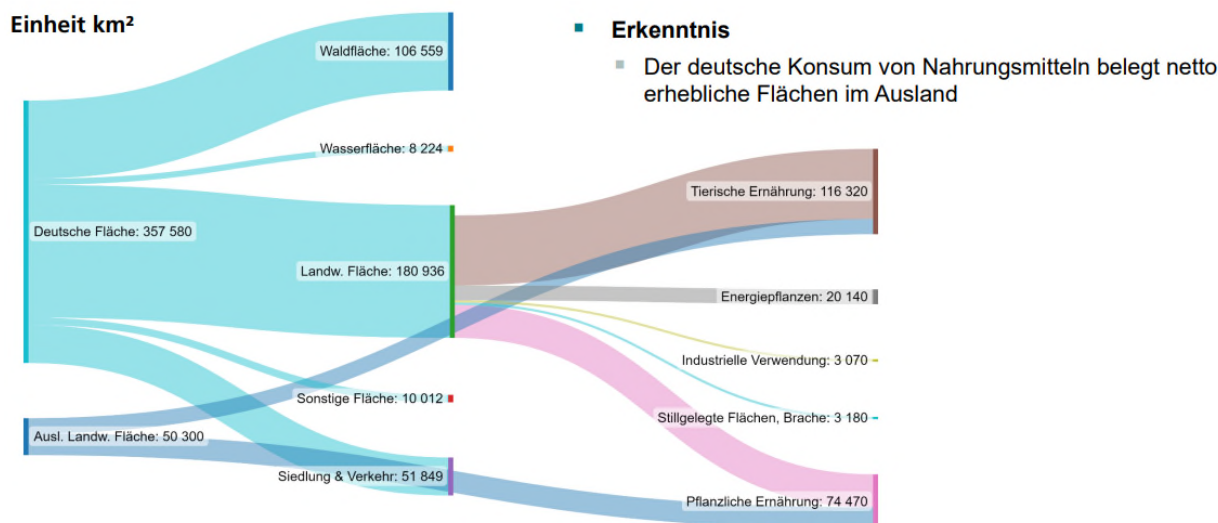
3 Warum werden die Langfristszenarien häufig verwendet?

Die Langfristszenarien werden jeweils vor dem Hintergrund einer konkreten Fragestellung konzipiert und berechnet. Dabei geht es immer um den lernenden Prozess aus dem Vergleich verschiedener Szenarien. Dies bedeutet auch, dass die Langfristszenarien außerhalb ihres eigentlichen Einsatzzweckes nur begrenzte Aussagen liefern. Einige Daten der Langfristszenarien werden jedoch in vielen Studien und Analysen, z. B. im Auftrag des BMWK, verwendet. Der Grund für die häufige Verwendung liegt in zwei zentralen Aspekten: 1. Es gibt nur wenige verfügbare Studien, die in hoher Auflösung die aktuellen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung in solch hohem Detaillierungsgrad abbilden. 2. Die Langfristszenarien ermöglichen der breiten Öffentlichkeit den Zugang zu einer Vielzahl von hoch aufgelösten Daten in einem in sich konsistenten Szenario über das gesamte deutsche und europäische Energiesystem.

4 Warum gibt es wenig Biomassekraftwerke in den T45-Szenarien?

Biomasse ist eine Form der erneuerbaren Energien, die im Unterschied zu anderen erneuerbaren Energien wie Photovoltaik oder Windkraft einige Besonderheiten aufweist. Aufgrund ihrer physischen Eigenschaften ist Biomasse zu großen Teilen „speicherbar“. Sie stellt auch eine wichtige Quelle von klimaneutralen Kohlenwasserstoffen dar, die in einem dekarbonisierten Energiesystem ein knappes und vergleichsweise teures Gut sind. Das Potenzial an nachhaltig nutzbarer Biomasse in Deutschland ist begrenzt und hängt von vielen Faktoren ab. So haben z. B. ambitionierte Ziele bzgl. negativer Emissionen in der Landnutzung und zunehmende Schadenereignisse, wie z. B. Trockenheit oder Waldbrände, einen Einfluss auf die nutzbare Biomasse. Weiterhin nehmen die Langfristszenarien für den Klimaschutz eine Flächenperspektive ein. Aus diesem Grund wird bis zum Jahr 2045 eine Nettoflächenneutralität im Bereich Ernährung und Bioenergie unterstellt. Ansonsten würde Deutschland implizit wertvolle Flächen im Ausland belegen. Die folgende Abbildung zeigt noch einmal, dass Deutschland aktuell ca. 50.000 km² landwirtschaftliche Nutzfläche im Ausland netto belegt, während ca. 20.000 km² in Deutschland für Energiepflanzen eingesetzt werden.

Abbildung 1: Deutscher Flächenfußabdruck. Aus: LFS-T45-Szenarien, Webinar Gesamtüberblick (<https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/>)



Vor dem Hintergrund der Knappheit im Bereich der Biomasse setzen die Langfristszenarien Biomasse so weit wie möglich in Sektoren mit wenig Alternativen zur Dekarbonisierung, wie dem Flugverkehr, ein. Langfristig werden lediglich schlecht transportierbare Biomassen wie Gülle im Stromsektor eingesetzt. Auf eine höhere Flexibilität der Biomasse durch eine Erhöhung der spezifischen Leistung wird verzichtet, da diese kleinen Kraftwerke teurer sind als Großkraftwerke. Der generell begrenzte Einsatz der Biomasse im Stromsektor wird von vielen aktuellen Systemstudien geteilt (Agora-KNDE2045, BDI - Klimapfade 2.0 Zielpfad, dena- KN100, Ariadne -

REMIND-Mix)² Insgesamt ergibt sich also ein im Vergleich zu heute sektorenübergreifend ein anderes Einsatzprofil der Biomasse- bei insgesamt reduzierter Gesamteinsatzmenge.

² Übersicht zu den Szenarien erhältlich unter: https://ariadneprojekt.de/media/2022/03/2022-03-16-Datentemplate_Indikatoren_final.xlsx

5 Warum gibt es in den Szenarien Spitzenkappung für Photovoltaik & Wind?

Die Verteilnetzanalysen im Rahmen des Modellverbunds der Langfristszenarien III haben gezeigt, dass die dort unterstellte hohe Einspeisung aus erneuerbaren Energien in den niedrigen Netzebenen nicht vollständig oder nur zu sehr hohen Kosten in das Übertragungsnetz eingespeist und damit dem Energiesystem zur Verfügung gestellt werden kann. Dies wird in der Studie und im Hinblick auf die Zielgröße einer gesamtsystemischen Kostenminimierung durch die Umsetzung einer „dynamischen Spitzenkappung“ adressiert. Hierbei können bis zu 5% der Jahreserzeugung von PV- und bis zu 3% der Jahreserzeugung von Windanlagen an Land „gekappt“ werden, d. h. abregelt werden, wenn sich dadurch der Netzausbau reduzieren lässt.³ Bei der detaillierten Modellierung der Verteilnetz innerhalb des Modellverbunds erfolgt die Ermittlung der genauen Zeitpunkte und der Höhe der Abregelung in Abhängigkeit unter anderem von den regional unterschiedlichen Einspeiseprofilen und insbesondere von der Zusammensetzung des regionalen EE-Kollektivs in Abhängigkeit vom jeweiligen EE-Ausbau. Ziel ist dabei die Reduktion von Einspeisespitzen des EE-Kollektivs und nicht etwa der Einspeisespitzen einer einzelnen Technologie.⁴

Ein wichtiger Effekt der Spitzenkappung auf das restliche Energiesystem besteht darin, dass die gekappte Stromerzeugung energetisch nicht zur Verfügung steht. Um diesen Effekt im Energiesystemmodell Enertile nicht außer Acht zu lassen, wird die Spitzenkappung in diesem Teil des Modellverbunds über eine pauschale Kappung der höchsten PV-Einspeisungen von 5 % der Jahresenergie und 3 % der Jahresenergie der Windenergie an Land abgebildet. Die vom BEE dargestellten Leistungsplateaus sind Ergebnis dieser Vorgabe.

Durch diese Maßnahme soll erreicht werden, dass im Energiesystemmodell Enertile nicht mit Energiemengen gerechnet wird, die – wegen der begrenzten Kapazitäten der Verteilnetze - letztlich dem großräumigen Energiesystem nicht zur Verfügung stehen. Die Kappung der Zeitreihen für das Energiesystemmodell Enertile geschieht vor der eigentlichen Systemoptimierung. Es handelt sich hier also nicht um einen Fehler oder eine zusätzliche Flexibilität, sondern um eine Maßnahme zur Verbesserung der Konsistenz zwischen Detailmodellierung der Verteilnetze durch die Firma Consentec und dem Energiesystemmodell Enertile des Fraunhofer ISI. Da die gekappten Energiemengen dem überregionalen Energiesystem nicht zur Verfügung stehen, kann es natürlich auch in diesen Stunden zu Energieimporten kommen. Ohne die eingeführte Spitzenkappung würde das Energiesystem schlicht mit zu hohen Energiemengen rechnen. Die eingeführte Spitzenkappung führt in den Szenarien auch zu niedrigeren Volllaststunden der PV und der Windenergie in entsprechendem Umfang. Aufgrund der steigenden Bedeutung der PV in einigen geplanten Szenarien werden wir in den nächsten Szenarien die Abbildung der Spitzenkappung höher auflösen. In Bezug auf die Energiemengen erwarten wir jedoch Effekte in einer ähnlichen Größenordnung.

³ Siehe hierzu ausführlicher in „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3, Treibhausgasneutrale Hauptszenarien, Modul Stromnetze“ (<https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3-Langbericht-Stromnetze-final.pdf>)

⁴ In einer Weiterentwicklung werden wir zukünftig durch Einbeziehung auch von Zeitreihen der Stromnachfrage noch spezifischer die Zeitpunkte der Abregelung auf Situationen mit einer erhöhten Rückspeisung („negative Residuallast“) lenken.

6 **Wie werden Strompreise in den Langfristszenaren berechnet?**

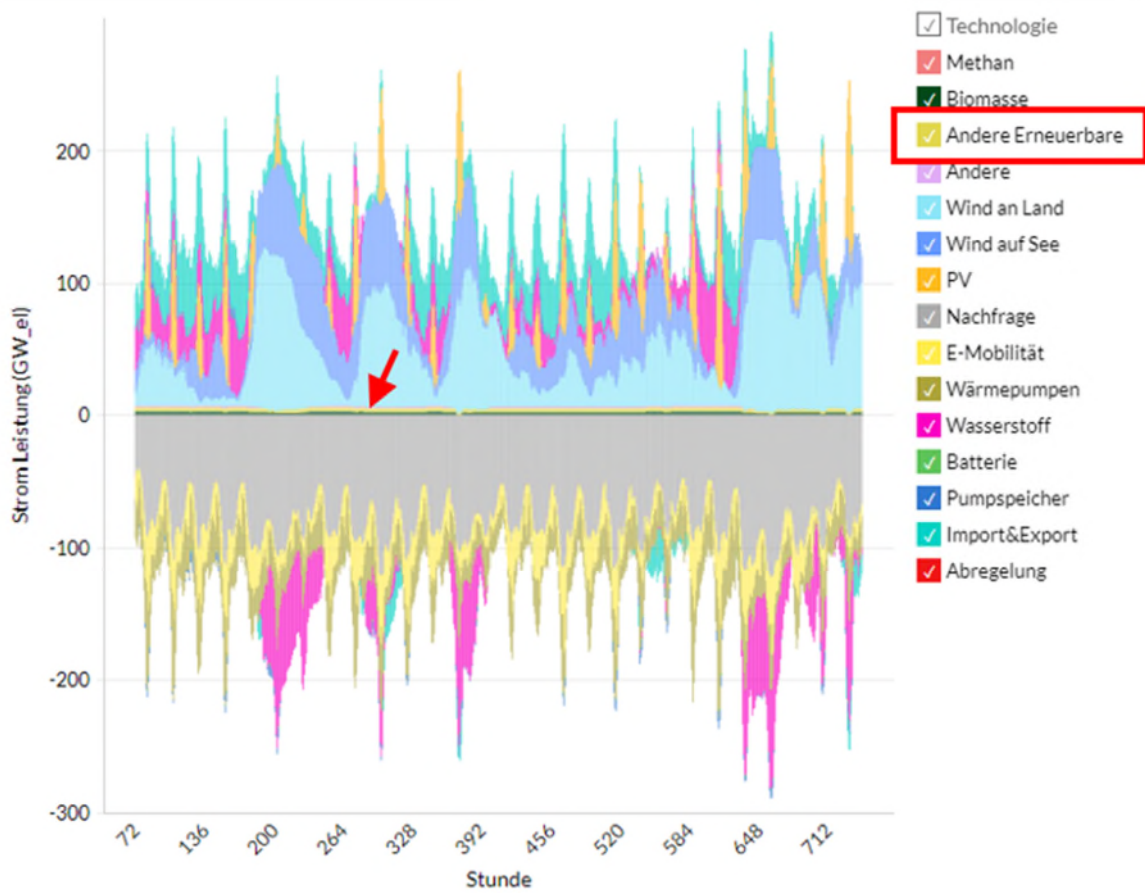
Ziel der Langfristszenarien ist nicht die Berechnung von Strompreisen oder die Analyse von Optionen des Marktdesigns. Aufgrund der Vielzahl der Anfragen stellen wir jedoch die Schattenpreise für die Energieträger, wie z. B. Strom, zur Verfügung. In der Systemoptimierung, insbesondere in der Berechnung der Grenzkosten oder Schattenpreise, werden die Kosten betrachtet, die bei einer zusätzlichen Einheit Stromerzeugung oder-verbrauch in der jeweiligen Stunde entstehen. Diese Kosten berücksichtigen nicht nur die tatsächlichen Betriebskosten eines einzelnen Kraftwerks, sondern sie repräsentieren die Kosten, die das gesamte Energiesystem verursacht, wenn mehr oder weniger Strom erzeugt wird. So können sich hohe Grenzkosten nicht nur aufgrund der Nachfrage und des Angebots in Deutschland ergeben, sondern auch durch den Zubau von Kapazitäten im europäischen Ausland, die zur Deckung der Stromnachfrage in nur wenigen Stunden des Jahres notwendig sind. Die veröffentlichten Schattenpreise postulieren implizit einen perfekten Energy-Only-Markt mit perfektem Wissen. Sie weichen damit vom realen Marktdesign ab. Zielsetzung der Langfristszenarien ist ein möglichst konsistentes Bild des Gesamtenergiesystems. Entsprechend wurde die Aufteilung Deutschlands in Zonen vorgenommen, die auch nicht dem aktuellen Marktdesign entspricht. Die in der BEE-Stellungnahme vorgenommene Korrelation zwischen Strompreisen und der Kategorie "Andere" ist nicht zulässig und basiert zudem auf fehlerhaften Daten der Visualisierungsplattform, die bereits am 06.04.2023 transparent korrigiert wurden.

7 Verfälscht die Abbildung der Wasserkraft die Ergebnisse?

In den Langfristszenarien wird die Wasserkraft intern mit drei Technologien abgebildet. Es gibt Pumpspeicherkraftwerke (getrennt ausgewiesen), Speicherwasserkraftwerke und Laufwasserkraftwerke. Die deutsche Laufwasserkraft wird im Modell als gleichmäßiges und inflexibles Bandprofil abgebildet. Hier kommt es absolut gesehen zu einer geringfügigen Abweichung zum realen Profil. Wir nehmen die Anregung jedoch auf und rechnen in den nächsten Szenarien mit einem monatlich variierenden Bandprofil, um diese Abweichungen weiter zu reduzieren. Die gesamte Abbildung der Wasserkraft basiert auf europäischen Statistiken. Hier kommt es im Bereich der Speicherwasserkraft in der Bilanzierung für Deutschland zu Abweichungen zwischen deutschen und europäischen Statistiken. Die europäische Statistik weist höhere Leistungen der auch im Modell flexibel einsetzbaren Speicherwasserkraft für Deutschland auf. Die Abweichung beträgt effektiv wenige hundert Megawatt. Wir werden in der nächsten Szenariorechnung hier auf die deutsche Statistik wechseln. Dieses Vorgehen mag in einer detaillierten Analyse der Wasserkraftzeitreihen als ungenau erscheinen, jedoch sind die Auswirkungen dieser Ungenauigkeiten bei Weitem nicht so signifikant, wie in der Stellungnahme des BEE dargestellt. Dies wird deutlich, wenn statt der relativen Darstellung die absoluten Werte betrachtet werden: In den Szenarien wird eine Stromerzeugung von rund 20 TWh durch Wasserkraft in allen Jahren angenommen. Diese Menge entspricht jedoch lediglich 2,9 % der deutschen Stromerzeugung im Jahr 2030 und sinkt auf nur noch 1,8 % im Jahr 2045. Diese Anteile verdeutlichen, dass Änderungen in den Annahmen zur Wasserkraft nur marginale Auswirkungen auf die Ergebnisse haben. Dies wird auch in der nächsten Grafik der stündlichen Daten für Deutschland erkennbar. Die Einspeisung der „Anderen Erneuerbaren“ inkl. der Wasserkraft ist fast nicht erkennbar.

Abbildung 2: Stromdispatch in Deutschland im Szenario T45-Strom in den Wochen 1-3 im Jahr 2045. Beitrag der Wasserkraft ist unter "Andere Erneuerbare" (hellgelbes Bandprofil, roter Pfeil) gelistet.

Strom Dispatch T45 / Electricity Dispatch T45



Aus: <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/szenario-explorer/angebot.php>

8 Was heißt vollständige Potenzialausnutzung Erneuerbarer Energien?

Der Bundesverband Erneuerbare Energien wirft den Langfristszenarien Beliebigkeit bei der Berechnung der Potenziale Erneuerbarer Energien vor. Im Projekt Langfristszenarien werden die Potenziale für Wind, Photovoltaik (PV) und Concentrated Solar Power (CSP) in einer umfangreichen Analyse auf Basis von Landnutzungsdaten und Wetterdaten berechnet. Insbesondere die Frage der Landnutzung für Wind und PV-Freifläche hängt wesentlich von der Akzeptanz in der Bevölkerung ab. Diese Grenze der Akzeptanz ist keine konstante, wissenschaftlich exakt bestimmbare Größe. Wenn in den Langfristszenarien vor dem Hintergrund der transparent veröffentlichten Landnutzungsdaten von vollständiger Ausnutzung der Potenziale gesprochen wird, heißt dies, dass unter den getroffenen Annahmen, keine Steigerung der installierten Leistung in der betroffenen Kategorie möglich ist. Ein Großteil des Leistungszuwachses bei den Erneuerbaren Energien zwischen den TN-Szenarien und den T45-Szenarien ist im Bereich der PV-Dachanlagen erfolgt. Diese Kategorie wurde in den TN-Szenarien nur gering ausgeschöpft und dieser Zustand auch entsprechend dokumentiert.

9 **Können die Auswirkungen höherer Volllaststunden der Windenergie vereinfacht abgeschätzt werden?**

Der Bundesverband Erneuerbarer Energien versucht in einer vereinfachten Betrachtung die Auswirkung seiner eigenen Annahmen auf das in den Langfristszenarien modellierte Energiesystem zu betrachten. Dabei wird vernachlässigt, dass die Langfristszenarien im Bereich des Energieangebotes Ergebnis einer sehr komplexen Optimierung des europäischen Energiesystems sind. Die rein nationale und unvollständige Herangehensweise bei der Abschätzung möglicher Auswirkungen auf Importmengen und Rückverstromung von Wasserstoff ist ohne methodische Grundlage. Trotz der hohen Transparenz erfordert die Analyse der Ergebnisse erhebliche Erfahrung im Bereich der Energiesystemanalyse und dem hier eingesetzten Modellsystem. Die händische Übertragung von einzelnen für den jeweiligen Akteur unerwünschten Ergebnissen einzelner Energieträger auf andere Energieträger ist methodisch nicht zu rechtfertigen. Wir raten vielmehr dazu aus dem Vergleich der Vielzahl der veröffentlichten Szenarien die möglichen Erkenntnisse zu ziehen.

10 Wie erfolgt die Parametrierung der Windenergie in den Langfristszenarien?

Die Langfristszenarien sind eine der wenigen Systemstudien, die eine eigene Berechnung der Potenziale erneuerbarer Energien auf Basis von Landnutzungs- und Wetterdaten erstellen. Es ist ein in der Literatur bekanntes Phänomen, dass die reine Hochrechnung des Windertrages auf Basis von Wetterdaten zu einer Überschätzung der Einspeisung der Windenergie führt (Germer und Kleidon 2019⁵, Staffel und Green 2014⁶). Der Effekt zeigt sich auch sehr transparent im Abgleich der auf Wetterdaten beruhenden Ergebnisse des Global Wind Atlas (<https://globalwindatlas.info/en>) mit realen Einspeisedaten. Vor dem Hintergrund der empirisch beobachtbaren Volllaststunden haben wir uns entschieden, auf Basis einer transparenten Änderung der Parametrierung die Volllaststunden der Windenergie im Ergebnis gegenüber der letzten Modellierungsrunde zu senken. Hierzu haben wir eine Kombination aus konservativer Parametrierung des Anlagenparks und verschiedenen Faktoren zur Dämpfung der Einspeisung vorgenommen, die der Literatur entnommen sind. Zentral ist dabei nicht die Benennung der einzelnen Parameter und Anlagenkonfigurationen, sondern das Ergebnis. Wir haben uns aus folgenden Gründen für eine im Ergebnis gegenüber der letzten Modellierungsrunde konservativere Parametrierung entschieden:

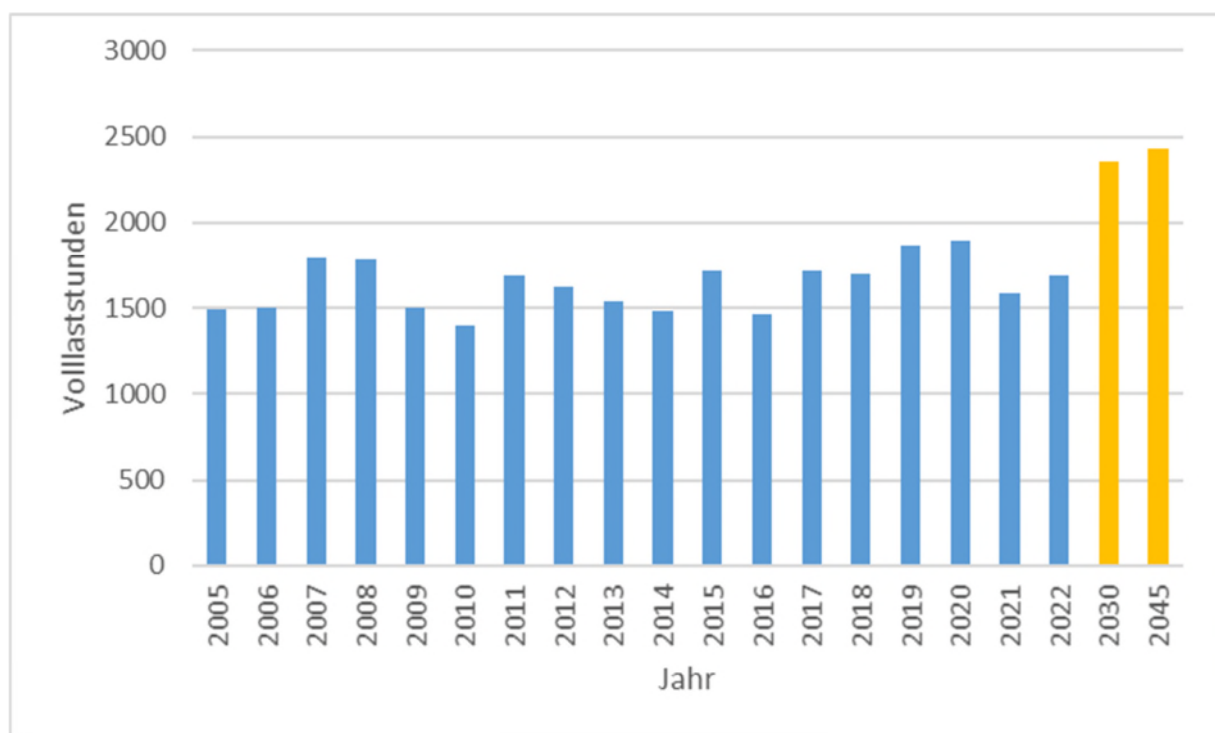
1. Die reale Steigerung der Volllaststunden der Einspeisung des gesamten deutschen Anlagenparks der Windenergie an Land ist trotz technischen Fortschritts begrenzt.

Dies wird in der folgenden Abbildung deutlich.

⁵ Germer, S; Kleidon A. (2019). Have wind turbines in Germany generated electricity as would be expected from the prevailing wind conditions in 2000-2014?

<https://journals.plos.org/plosone/article/file?id=10.1371/journal.pone.0211028&type=printable>

⁶ Staffel, I.; Green, R. (2014): How does wind farm performance decline with age? Renewable Energy. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.10.041>

Abbildung 3: Historische Volllaststunden der Windenergie(Nettostromerzeugung) im Vergleich zu den T45 Szenarien (nach Spitzenkappung)

Die realisierte Einspeisung liegt jeweils deutlich unter 2000 Volllaststunden. Auch wenn diese reale Statistik durch weitere Faktoren wie Schwankung des Wetterjahres und Einspeisemanagement verzerrt wird, erscheint der in den T45-Szenarien unterstellte Anstieg der Volllaststunden nach Spitzenkappung auf 2360 Volllaststunden bis 2030 und ca. 2430 Volllaststunden bis 2045 trotz technischer Verbesserungen der Anlagen und des absehbar höheren Windenergieausbaus durchaus ambitioniert. Weitere anerkannte Systemstudien weisen teils niedrigere oder vergleichbare Volllaststunden aus (Agora-KNDE2045, BDI - Klimapfade 2.0 Zielpfad, dena - KN100, Ariadne - REMod-Mix, Ariadne - TIMES PanEU-Mix)⁷.

2. Unsicherheit bzgl. großflächiger Abschattung und der notwendigen Korrekturgrößen

In den Szenarien wird in großen Teilen Europas ein starker Ausbau der Windenergie unterstellt. Für diese Situation gibt es in der realen Welt keine Referenz über großräumige Abschattungseffekte, sondern lediglich erste Hinweise auf Basis erster Modellierungsarbeiten. Wir haben hier einen konservativen Ansatz gewählt und insbesondere auf einen plausiblen Übergang der Volllaststunden an der deutschen Küstenlinie geachtet. Wir halten diesen konservativeren Ansatz gegenüber der Position des BEE für gerechtfertigt. Letztlich ist es für die Zielerreichung im Klimaschutz besser, wenn die reale Einspeisung ggf. etwas oberhalb der modellierten Einspeisung liegt, als wenn in Systemstudien mit Energiemengen gerechnet wird, die sich letztlich vielleicht nicht realisieren lassen.

3. Unsicherheit bzgl. weiterer Restriktionen beim Betrieb der Anlagen

Angesichts des sehr starken Ausbaus der Windenergie ist unklar, inwieweit weitere Regelungen zum Schutz von Natur und Anwohnern zu steigenden Einschränkungen beim Betrieb und der Auslegung

⁷ Übersicht zu den Szenarien verfügbar unter: https://ariadneprojekt.de/media/2022/03/2022-03-16-Datentemplate_Indikatoren_final.xlsx

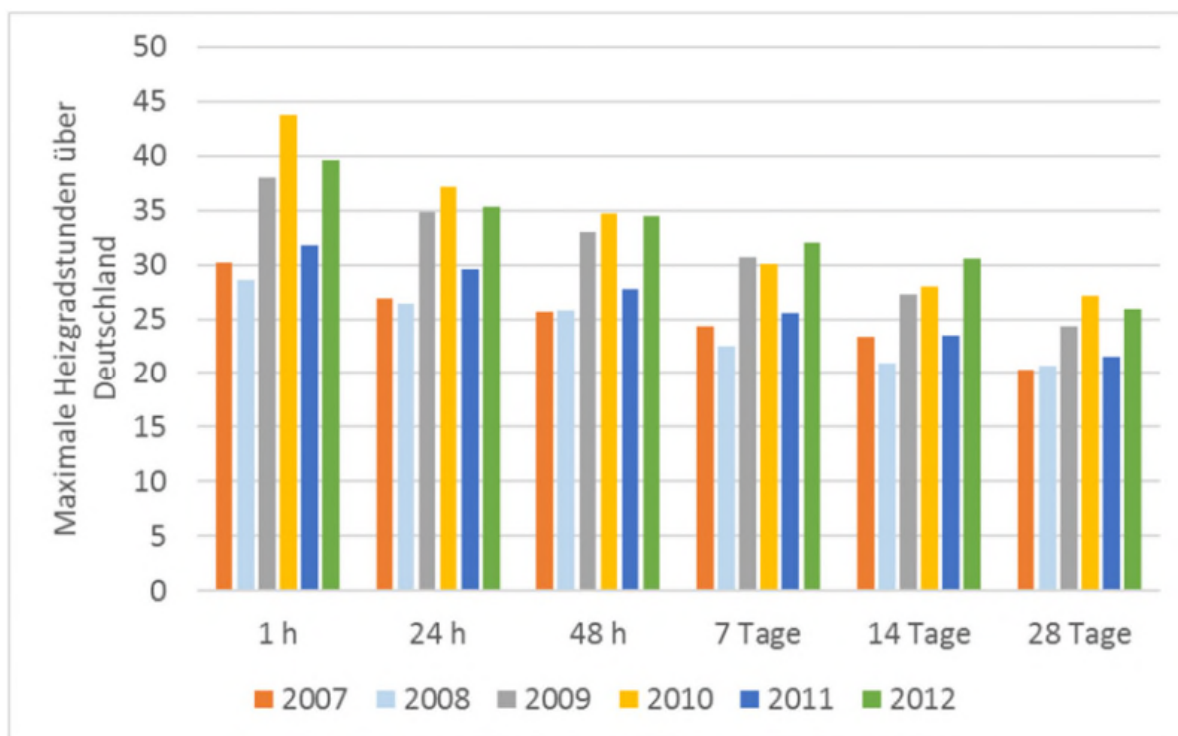
von Anlagen führen. Auch diese Unsicherheit lässt uns eine vorsichtigeren Position bei der Parametrierung einnehmen als in der BEE-Stellungnahme gefordert.

Angesichts der oben genannten Aspekte sehen wir derzeit keine Begründung für eine große Änderung der Volllaststunden in den Szenarien. Allerdings werden wir für eine verbesserte Verständlichkeit und Kommunikation zukünftig eine andere Kombination der Parametrierung wählen.

11 Wie wird die Einspeisung der Windenergie berechnet?

Die Langfristszenarien verwenden eine integrierte Optimierung von Investitionen und Dispatch für das abgebildete europäische Energiesystem. Dabei sollen bewusst auch herausfordernde Wettersituationen berücksichtigt werden. Auf Basis umfanglicher Analysen wurde dabei das Wetterjahr 2010 ausgewählt. Die folgende Abbildung zeigt, dass im Jahr 2010 die Kälteperioden über verschiedene Zeiträume in Deutschland am stärksten ausgeprägt waren.

Abbildung 4: Maximale Heizgradstunden für unterschiedliche Periodenlängen in Deutschland für unterschiedliche Wetterjahre⁸



Zusätzlich ist das Wetterjahr 2010 ein eher schlechtes Windjahr gewesen. Der Windertrag in Deutschland lag etwa 10 % unter dem langjährigen Mittel.⁹

Somit würde bei einer reinen Berücksichtigung des Jahres 2010 in der Optimierung die Windenergie gegenüber anderen Technologien benachteiligt. Im Rahmen der Modellierung muss deshalb ein Kompromiss zwischen beiden wichtigen Aspekten gefunden werden.

Vor diesem Hintergrund wird die errechnete Einspeisezeitreihe der Windenergie des Jahres 2010 in jeder Potenzialstufe einer modellierten Region linear auf das langjährige Mittel skaliert. Dabei werden im Algorithmus die Einspeisungen jeder Stunde um einen linearen Faktor angehoben, bis die Volllaststunden des langjährigen Mittels erreicht sind. Dabei überschreitet die so errechnete Zeitreihe die mögliche Leistung z. B. der Windenergie auf See in einer Potenzialstufe. Diese

⁸ Berechnung Heizgradstunden = $(20^{\circ}\text{C} - \text{Temperatur}) * h$

⁹ Gerhardt, N.; Böttger, D.; Trost, T.; Scholz, A.; Pape, C.; Gerlach, A.; Härtel, P.; Ganal, I.: Analyse eines europäischen 95%-Klimaszenarios über mehrere Wetterjahre; Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES) 2017

Überschreitung wird bei der installierten Leistung gekappt. Die so gekappten Energiemengen werden erfasst und für einen erneuten Korrekturdurchlauf verwendet. Die so entstandene Zeitreihe ist eine Abstraktion der Realität. Sie hat allerdings den Vorteil, dass schwierige Wetterlagen mit wenig Wind durch die lineare Skalierung wenig verändert werden und auch die generelle Charakteristik des Wettergeschehens erhalten bleibt. Die Kappung bei der installierten Leistung führt zu Einspeisungen jenseits der bisher erreichten 95 % im realen Anlagenpark bei der Windenergie auf See. Auch wenn hier in der Zukunft Verbesserungen in der Verfügbarkeit der Anlagen zu erwarten sind, nehmen wir die Anregung des BEE auf und werden die Kappungsgrenze in der nächsten Szenariorunde unterhalb von 100 % der installierten Leistung ansetzen. Wir erwarten hierdurch keine signifikanten Veränderungen der Ergebnisse in den Szenarien.

Wie bereits an anderer Stelle betont, befürworten wir für alle Technologien eher konservative Annahmen für die technologische Entwicklung, die mit hoher Wahrscheinlichkeit realisiert wird. Sollte sich ein schnellerer technischer Fortschritt einstellen, stünden so zusätzliche Energiemengen zur Verfügung, um eventuelle Verzögerungen an anderer Stelle auszugleichen.

12 **Abbildungsverzeichnis**

Abbildung 1:	Deutscher Flächenfußabdruck. Aus: LFS-T45-Szenarien, Webinar Gesamtüberblick (https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/).....	9
Abbildung 2:	Stromdispatch in Deutschland im Szenario T45-Strom in den Wochen 1- 3 im Jahr 2045. Beitrag der Wasserkraft ist unter "Andere Erneuerbare" (hellgelbes Bandprofil, roter Pfeil) gelistet.....	14
Abbildung 3:	Historische Volllaststunden der Windenergie(Nettostromerzeugung) im Vergleich zu den T45 Szenarien (nach Spitzenkappung).....	18
Abbildung 4:	Maximale Heizgradstunden für unterschiedliche Periodenlängen in Deutschland für unterschiedliche Wetterjahre.....	20