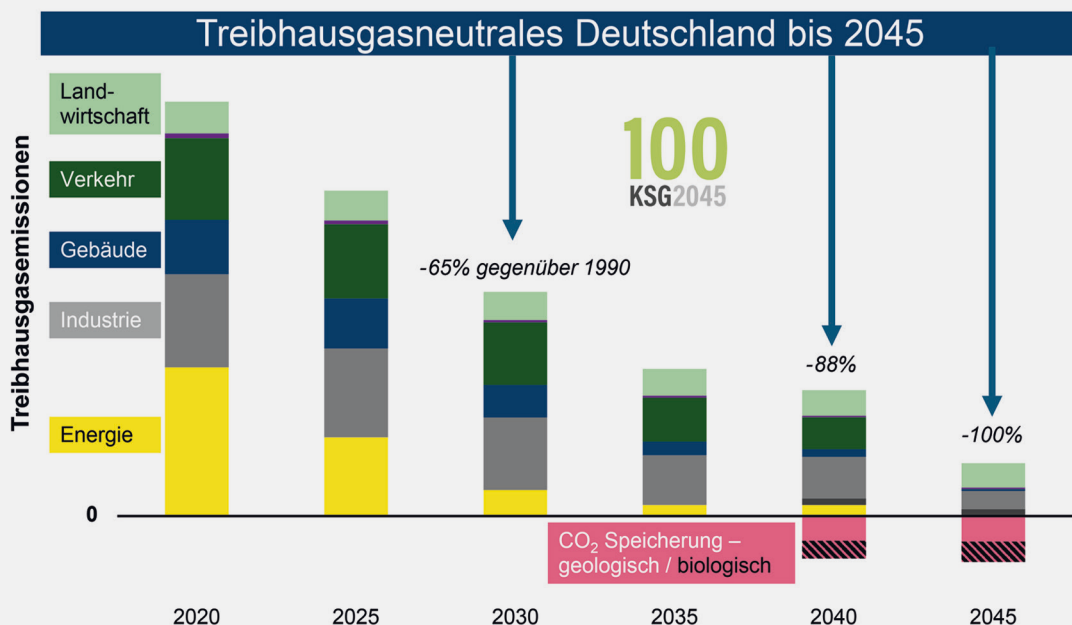




Neue Ziele auf alten Wegen?

Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045

Detlef Stolten, Peter Markewitz, Thomas Schöb, Felix Kullmann, Stanley Risch, Theresa Groß, Maximilian Hoffmann, David Franzmann, Tobias Triesch, Stefan Kraus, Rachel Maier, Bastian Gillesen, Heidi Heinrichs, Noah Pflugradt, Thomas Grube, Jochen Linssen, Leander Kotzur

Energie & Umwelt / Energy & Environment

Band / Volume 577

ISBN 978-3-95806-627-4

Forschungszentrum Jülich GmbH
Institut für Energie- und Klimaforschung
Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3)

Neue Ziele auf alten Wegen? Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045

Detlef Stolten, Peter Markewitz, Thomas Schöb,
Felix Kullmann, Stanley Risch, Theresa Groß,
Maximilian Hoffmann, David Franzmann,
Tobias Triesch, Stefan Kraus, Rachel Maier,
Bastian Gillessen, Heidi Heinrichs, Noah Pflugradt,
Thomas Grube, Jochen Linssen, Leander Kotzur

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment

Band / Volume 577

ISSN 1866-1793

ISBN 978-3-95806-627-4

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek.
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der
Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte Bibliografische Daten
sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Herausgeber
und Vertrieb: Forschungszentrum Jülich GmbH
Zentralbibliothek, Verlag
52425 Jülich
Tel.: +49 2461 61-5368
Fax: +49 2461 61-6103
zb-publikation@fz-juelich.de
www.fz-juelich.de/zb

Umschlaggestaltung: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Druck: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Copyright: Forschungszentrum Jülich 2022

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment, Band / Volume 577

ISSN 1866-1793
ISBN 978-3-95806-627-4

Vollständig frei verfügbar über das Publikationsportal des Forschungszentrums Jülich (JuSER)
unter www.fz-juelich.de/zb/openaccess.



This is an Open Access publication distributed under the terms of the [Creative Commons Attribution License 4.0](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/),
which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

Managerial Summary

Mit dem neuen Bundes-Klimaschutzgesetz [1] (KSG) verpflichtet sich Deutschland bis zum Jahr 2045 hinsichtlich der anthropogenen Emissionen treibhausgasneutral („Netto-Null“) zu werden. Danach sollen negative Treibhausgasemissionen erreicht werden. Im Vergleich zu den vorherigen Regelungen schreibt das neue Gesetz eine Verschärfung des Klimaschutzziels für das Jahr 2030 sowie neuerdings jährliche Minderungsziele bis zum Jahr 2040 rechtsverbindlich vor. Sowohl das Erreichen von Treibhausgasneutralität als auch die Verkürzung des Transformationszeitraums stellen gegenüber bisherigen Regelungen eine besondere Herausforderung dar. Im Vergleich mit den von der EU im Rahmen des Green Deal verfolgten Treibhausgasminderungsziele sind die neuen gesetzlich festgelegten Ziele Deutschlands sowohl im Hinblick auf die quantitativen Minderungsziele als auch auf den noch verbleibenden Handlungszeitraum deutlich ambitionierter.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage nach Wegen und Strategien, wie sich diese neuen und deutlich ambitionierteren Ziele erreichen lassen. Darüber hinaus gilt es zu analysieren, ob die bislang verfolgten Strategien nach wie vor Gültigkeit besitzen oder gegebenenfalls angepasst werden müssen.

Das im Rahmen der vorliegenden Studie analysierte Treibhausgasminderungsszenario (KSG2045) orientiert sich ausschließlich an den übergeordneten Minderungszielen des aktuellen Klimaschutzgesetzes. Die Analysen umfassen auch Exkurse, um z.B. die Robustheit der Aussagen einordnen zu können. Für die Analyse wird die Modellfamilie ETHOS (Energy Transformation Pathway Optimization Suite) eingesetzt, die vom Institut für Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK- 3) am Forschungszentrum Jülich entwickelt wurde. Diese ermöglicht es, das Energiesystem auf unterschiedlichen Skalen in all seinen Wechselwirkungen und Pfaden abzubilden. Das Spektrum reicht hierbei von detaillierten Regionalanalysen eines möglichen Windkraft- sowie PV-Ausbaus bis hin zu räumlich aufgelösten Energieinfrastrukturanalysen mit stündlicher Auflösung. Darüber hinaus können zukünftige globale Energiemärkte (z.B. synthetische Kraftstoffe, Wasserstoff) simuliert und mögliche Energieimporte und -exporte im Kontext des Transformationsprozesses abgeschätzt werden. Zudem ist es möglich, integrierte Infrastrukturanalysen durchzuführen, die alle relevanten Energieträger (Strom, Gas, Wasserstoff, Wärme) gleichzeitig in den Blick nehmen.

Bei dem im Folgenden vorgestellten Szenario handelt es sich um eine kostenoptimale Strategie. Hierfür wurde ein Energiesystemmodell eingesetzt, das die nationale Energieversorgung vom Energieaufkommen bis hin zu den sektoralen Energieverbräuchen mit einem großen Detailierungsgrad abbildet. Das Modell liefert eine Strategie zu minimalen Kosten unter Berücksichtigung der exogen gesetzten Randbedingungen (z.B. Einhaltung der Treibhausgasminderungsziele, Deckung der energierelevanten Nachfragen). Die Besonderheit des gewählten Ansatzes, der einer kompetitiven Kostenlogik folgt, besteht darin, dass alle Wechselwirkungen des Energiesystems simultan berücksichtigt werden.

Die Analysen verdeutlichen, dass für das Erreichen der verschärften Klimagas-minderungsziele sowie von Treibhausgasneutralität eine tiefgreifende Umstrukturierung der deutschen Energieversorgung erforderlich ist, die alle Sektoren umfasst. Den Handlungswillen und die

Akzeptanz aller Akteure vorausgesetzt, lässt sich feststellen, dass der notwendige Transformationsprozess sowohl aus technischer wie auch ökonomischer Sicht darstellbar ist.

Die Ergebnisse zeigen, dass...

1. im Vergleich zu den Zielsetzungen des vorherigen Klimagesetzes eine deutlich **höhere Veränderungsdynamik** notwendig ist. Durch die Verschärfung der Zwischenziele für 2030 bis hin zu 2045 sind hierfür die Weichen gestellt. Aufgrund des nur noch geringen verbleibenden Handlungszeitraums von knapp 25 Jahren, wird es entscheidend darauf ankommen, ob es gelingt, die notwendigen Maßnahmen auf allen Ebenen in den nächsten Jahren einzuleiten und hierfür die notwendigen Rahmenbedingungen zu setzen, die es z.B. erlauben, erneuerbare Stromerzeugung in erheblich stärkerem Maße als heute zuzubauen und die infrastrukturellen Voraussetzungen für den Transport, die Verteilung und Speicherung zu schaffen.
2. das neue Klimaschutzgesetz auch den Weg für den Zeitraum nach 2045 vorzeichnet. Zukünftiger Maßstab wird daher das Erreichen von Negativemissionen sein. Der Einstieg in eine **Kohlenstoffkreislaufwirtschaft** und in ein entsprechendes **Kohlenstoffmanagement** sollte schon heute Bestandteil der notwendigen Umsetzungsstrategien sein.
3. für die Kompensation der verbleibenden Emissionen ab dem Jahr 2045 technische Verfahren (Direct Air Capture, Bioenergy with Carbon Capture and Storage) notwendig sind, um dem natürlichen Kohlenstoffkreislauf **Kohlenstoffdioxid aus der Atmosphäre zu entziehen**. Hierbei gilt es, diese Verfahren bis zur Marktreife zu entwickeln, damit sie rechtzeitig zur Verfügung stehen.
4. Treibhausgasneutralität nur mit einer Bindung von CO₂ außerhalb der Atmosphäre wie z.B. der **geologischen Speicherung von CO₂** zu erreichen ist. Das im Klimaschutzgesetz anvisierte Potenzial an negativen Emissionen, das durch Landnutzungsmaßnahmen sowie Wiederaufforstung (LULUCF) erschlossen werden soll, reicht nicht aus, um die im Jahr 2045 verbleibenden Treibhausgasemissionen zu kompensieren. Hieraus resultiert die Notwendigkeit einer geologischen Speicherung. Das erforderliche jährliche Speichervolumen im Jahr 2045 liegt in einer Bandbreite von 50 bis 90 Mio. t CO₂. Für eine Umsetzung sind die rechtlichen Rahmenbedingungen zu schaffen, wie beispielsweise die Novellierung des geltenden Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes (KSpG). Darüber hinaus sind Logistikkonzepte zu entwickeln und umzusetzen, um das CO₂ zu geologischen Speicherstandorten sowie zu Orten für eine weitere Nutzung zu transportieren.
5. ein **Ausstieg aus der Erdöl- und Erdgasnutzung** in den nächsten beiden Dekaden in allen Sektoren (Gebäude, Verkehr, Industrie) erfolgen muss.
6. die **Energieimportquote** bis zum Jahr 2045 mit einem Wert von ca. 22% deutlich niedriger liegt als heute. Dies erhöht die Versorgungssicherheit aus geostrategischer Sicht und dürfte auch die Gefahr von Energiepreisen mindern.

7. der **Stromverbrauch** sich gegenüber heute mehr als verdoppeln wird. Grund ist der Umstieg auf zukünftig strombasierte Anwendungen in allen Sektoren. Dies ist im Gebäudesektor der Einsatz von ca. 7 Mio. Wärmepumpen bis zum Jahr 2045. Ein weiterer Treiber für einen erhöhten Strombedarf ist die inländische Wasserstoffproduktion, auf die ca. ein Viertel des Stromverbrauchs entfällt.

8. ein Erreichen von Treibhausgasneutralität nur mit einem **signifikanten Ausbau der Erneuerbaren Energien (Wind, Photovoltaik, Bioenergie)** erreicht werden kann. Die hierfür notwendigen Erzeugungspotenziale sind vorhanden. Die jährlichen Ausbauraten für Wind und Photovoltaik sind im Vergleich zu den Raten vergangener Jahre um ein Vielfaches zu steigern. So ist allein die jährliche Ausbaurate für den Zubau von Onshore-Windkraftwerken auf durchschnittlich ca. 6,3 GW zu erhöhen. Um sowohl die erforderliche Höhe des Ausbaus als auch die notwendige Ausbaudynamik zu erreichen, bedarf es einer Modifizierung bestehender Regularien (z.B. Abstandsregeln) sowie einer Verkürzung von genehmigungsrechtlichen Planungsauern.

9. der **frühere Ausstieg aus der Kohleverstromung** bis zum Jahr 2030 Teil der kostenoptimalen Minderungsstrategie ist, um Treibhausgasneutralität zu erreichen. Ein früherer Ausstieg führt zu einem deutlich geringeren CO₂-Fußabdruck der Stromerzeugung und ebnet den Weg für den forcierten Ausbau strombasierter Anwendungen (z.B. Wärmepumpe, Elektrofahrzeuge).

10. der **Einsatz von Wasserstoff** ein unverzichtbarer Baustein der Transformation ist. Dies gilt insbesondere für die Industrie, da in einigen Branchen (z.B. Stahl, chemische Industrie) der Wasserstoffeinsatz zwingend notwendig ist, um Treibhausgasemissionen zu vermeiden. Der Wasserstoffbedarf im Jahr 2045 beträgt ca. 410 TWh.

11. erhebliche **kostengünstige Energieeinsparpotenziale** in allen Sektoren bestehen, die möglichst schnell gehoben werden sollten. Gegenüber heute lassen sich durch Effizienzmaßnahmen etwa 30% des heutigen Endenergieverbrauchs einsparen. Generell führen Einsparungen zu einer geringeren Strom-, Wärme- oder Wasserstoffproduktion und damit zu einer Verringerung des notwendigen Kapazitätsausbaus.

Inhaltsverzeichnis

Managerial Summary	I
Inhaltsverzeichnis	IV
1 Einleitung	1
2 Szenariodefinition	3
3 Rahmendaten und Annahmen	4
4 Methodik und Vorgehensweise	9
5 Ergebnisse	13
5.1 Entwicklung der Treibhausgasemissionen	13
5.2 Negative Emissionen	14
5.2.1 Exkurs: Berücksichtigung von natürlichen Emissionssenken	15
5.3 Entwicklung des Energieverbrauchs	17
5.4 Kosten	20
5.5 Stromverbrauch, Kapazitäten	22
5.5.1 Exkurs: Ausbaugrenzen	28
5.6 Wasserstoffverbrauch und -aufkommen	30
5.6.1 Exkurs: Wasserstoffimportkosten	35
5.7 Wärmenachfrage, -bereitstellung und -speicher	38
5.8 Speicherbedarf und Dunkelflaute	43
5.8.1 Exkurs: Robuste Auslegung von Wasserstoffkavernenspeichern	45
5.9 Bioenergie	46
5.9.1 Exkurs: Begrenzte Verfügbarkeit von Anbaufläche	48
5.10 Industrie	49
5.10.1 Exkurs: Defossilisierung der chemischen Industrie	51
5.11 Gebäude	52
5.12 Verkehr	54
6 Zusammenfassung	58
Anhang	60
A Vorgehensweise bei der Potenzialermittlung für Photovoltaik und Windenergie	60
A.1 Dachflächen Photovoltaik	60
A.2 Landverfügbarkeitsanalysen	60
B Informationen zum globalen Handelsmodell für Erneuerbare Energien	62
C Methodik zur robusten Auslegung von Wasserstoffkavernenspeichern	63

Inhaltsverzeichnis

D Modelleingangsdaten	65
Abbildungsverzeichnis	70
Tabellenverzeichnis	72
Abkürzungsverzeichnis	73
Literaturverzeichnis.....	75

1 Einleitung

In seinem am 29.4.2021 verkündetem Urteil [2] stellt das Bundesverfassungsgericht fest, dass das seinerzeit geltende Klimaschutzgesetz [3] in Teilen verfassungswidrig ist. So wird u.a. die Fortschreibung des Reduktionspfads der Treibhausgasemissionen für den Zeitraum nach 2030 als nicht ausreichend gesehen. Das Urteil verpflichtet den Gesetzgeber, insbesondere die Fortschreibung der Minderungsziele für den Zeitraum nach 2030 zu regeln. Mit dem neuen Klimaschutzgesetz wird dem Beschluss des Bundesverfassungsgerichts Rechnung getragen. Die Zielvorgaben wurden bis zum Jahr 2030 deutlich verschärft, indem das ursprüngliche Minderungsziel für 2030 von 55% auf 65% deutlich angehoben wurde. Während für die Zeit nach 2030 bislang die Zielsetzungen des Energiekonzepts der Bundesregierung [4] als Orientierungshilfe dienten, legt das neue Bundes-Klimaschutzgesetz nunmehr rechtsverbindliche Ziele für diesen Zeitraum fest. So wird für das Jahr 2040 ein Reduktionsziel von 88% vorgegeben, was gegenüber dem Energiekonzeptziel eine Verschärfung von 18 Prozentpunkten bedeutet. Darüber hinaus soll bis zum Jahr 2045 Treibhausgasneutralität („Netto-Null“) hergestellt werden. Auch dies bedeutet eine signifikante Verschärfung gegenüber dem bislang geltenden Energiekonzept, in dem eine Emissionsminderung von 80 bis 95% bis zum Jahr 2050 gefordert wurde. Das neue Klimaschutzgesetz sieht vor, dass nach dem Jahr 2050 negative Treibhausgasemissionen erreicht werden. Ein quantitatives Ziel wird nicht genannt. Das neue Gesetz betont zudem den Beitrag natürlicher Ökosysteme zum Klimaschutz, indem Wälder und Moore als sogenannte natürliche Senken einbezogen werden, um unvermeidbare Treibhausemissionen zu kompensieren. Allerdings bleibt abzuwarten, ob und wie die Verrechnung dieser natürlichen Senken auf EU-Ebene geregelt wird. Vor diesem Hintergrund sieht das neue Klimaschutzgesetz vor, die derzeitige Regelung per Rechtsvorschrift an die EU-Regeln anpassen zu können.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die neuen Zielsetzungen des Klimaschutzgesetzes eine deutliche Verschärfung darstellen. Dies gilt sowohl für die Höhe der Reduktionsziele als auch für das Zieljahr, bis wann Treibhausgasneutralität erreicht werden soll.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage nach Wegen und Strategien, mit denen sich diese neuen und deutlich ambitionierteren Ziele erreichen lassen. Darüber hinaus gilt es zu analysieren, ob die bislang verfolgten Strategien nach wie vor Gültigkeit besitzen oder gegebenenfalls angepasst werden müssen. Des Weiteren ist es notwendig, neue Herausforderungen sowohl aus technischer als auch aus ökonomischer Sicht zu identifizieren und zu quantifizieren. Diese Themen und Fragestellungen werden in der vorliegenden Studie aufgegriffen. Der Hauptfokus der Analysen wird dabei auf den Zeitraum zwischen 2030 und 2045 gelegt.

Am Institut für Energie- und Klimaforschung – Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3) des Forschungszentrums Jülich wurde die Modellfamilie ETHOS (**E**nergy **T**ransformation **P**athway **O**ptimization **S**uite) entwickelt, mit der es u.a. möglich ist, für Deutschland kostenoptimale Treibhausgasreduktionsstrategien in unterschiedlichster Detailtiefe zu berechnen. Einige Modelle der Modellfamilie ETHOS wurden für die nachfolgenden Analysen eingesetzt. Herzstück der Analysen ist das Energiesystemmodell FINE.NESTOR (**N**ational **E**nergy **S**ystem **M**odel with **S**ector **C**oupling), das die nationale Energieversorgung über alle Sektoren abbildet und mit dem es möglich ist, kostenoptimale Transformationsstrategien zu berechnen. Die Besonderheit besteht darin, dass über alle Sektoren (Gebäude,

Energiesektor, Industrie, Verkehr) hinweg verschiedenste Reduktionsmaßnahmen miteinander im Wettbewerb stehen. Der zugrunde gelegte Modellalgorithmus erlaubt es, unter dem Kriterium der Kosteneffizienz die kostengünstigsten Reduktionsmaßnahmen auszuwählen, die wiederum zu einer konsistenten, nationalen Treibhausgasstrategie zusammengeführt werden.

2 Szenariodefinition

Ausgehend von den Zielsetzungen für die Jahre 2030, 2040 und 2045 des neuen Klimaschutzgesetzes wird ein Zielszenario (KSG2045) definiert, mit dem Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 erreicht wird. Eine über diesen Zeitraum hinausgehende Betrachtung, mit dem Ziel, negative Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 zu erreichen, erfolgt nicht. Mit Ausnahme dieser übergeordneten Treibhausgasreduktionsziele werden keine weiteren Energiewendeziele (z.B. Klimaplan, EEG-Gesetz-Ziele) vorgegeben. Ausnahme ist der gesetzlich beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie- und Kohleverstromung. Hier werden die im Kohleverstromungsbeendigungsgesetz sowie im Atomgesetz festgelegten Restkapazitäten vorgegeben. Der im Klimaschutzgesetz geforderte Beitrag des Sektors Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF: Land Use, Land-Use Change and Forestry) zur Emissionsminderung wird nicht in die Treibhausgasbilanz des Zielszenarios einbezogen, jedoch in einem Exkurs analysiert. Ausgehend von diesen Annahmen wird ein kostenoptimales Zielszenario berechnet. Der Fokus der Analysen wird auf den Zeitraum zwischen 2030 und 2045 gelegt. Darüber hinaus werden Exkurse im Sinne von „Was wäre, wenn...“ zu verschiedenen Themenbereichen durchgeführt, um beispielsweise Aussagen zur Robustheit des Modellergebnisses treffen zu können. Aus bisherigen Szenarioanalysen ist bekannt, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien eine entscheidende Stellschraube ist, um eine treibhausgasarme bzw. -neutrale Energieversorgung realisieren zu können. Vor diesem Hintergrund wird im Rahmen eines Exkurses analysiert, ob es möglich ist, eine treibhausgasneutrale Energieversorgung zu erreichen, wenn die notwendigen Ausbauraten für Photovoltaik und Windkraft nicht erreicht werden. Ebenfalls von zentraler Bedeutung für ein Energiesystem mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien ist eine robuste Auslegung von saisonalen Energiespeichern zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, die in einem anderen Exkurs untersucht wird. Weitere Exkurse im Sinne von Sensitivitätsrechnungen werden zu den Themenbereichen Wasserstoff, Bioenergie sowie zur Defossilisierung der chemischen Industrie durchgeführt.

3 Rahmendaten und Annahmen

Für die Durchführung der Szenarioanalysen ist die Festlegung von Rahmendaten notwendig, die bestimmte Trends sowie das sonstige Umfeld beschreiben. Dies sind zum Beispiel die Bevölkerungsentwicklung, Verkehrsnachfragen oder die Nachfragen nach wirtschaftlichen Gütern wie z.B. Stahl und Zement. Erfahrungsgemäß haben diese Rahmendaten einen signifikanten Einfluss auf den Energieverbrauch und die Emissionen. Die im Nachfolgenden präsentierten Szenarioergebnisse sind daher immer im Kontext dieses gesetzten Rahmens bzw. Umfelds zu sehen. Die in dieser Studie gesetzten Rahmendaten (vgl. Tabelle 3.1) wurden im Vergleich zu einer Vorläuferstudie [5] mit statistischen Daten für das Jahr 2020 [6] aktualisiert, wobei die Verkehrsnachfragen auf dem Bericht „Verkehr in Zahlen 2019/2020“ des Bundesministeriums für Verkehr [7] basieren. Die Projektionen für die Entwicklung der Rahmendaten bis zum Jahr 2045 sind weiterhin größtenteils an der BDI Studie „Klimapfade für Deutschland“ [8] angelehnt. Danach wird von einer rückläufigen Bevölkerungszahl ausgegangen, die im Jahr 2045 bei 78,0 Mio. liegt und auch danach weiter rückläufig ist. Darüber hinaus wird angenommen, dass der Trend der vergangenen Jahre hin zu kleineren Haushaltsgrößen anhält. Die Anzahl der Haushalte wird sich daher bis 2045 um ca. 1,3 Mio. Haushalte erhöhen. Damit geht einher, dass der Trend einer Erhöhung der spezifischen Wohnfläche pro Kopf weiter anhält und die Wohnfläche trotz rückläufiger Bevölkerungszahl steigt. Ursachen hierfür sind vielfältiger Art, wie z.B. der Wunsch nach Wohnraum junger Familien oder höhere Komfortansprüche. Auch das Mobilitätsbedürfnis prägt das Szenario. Wichtiger Treiber sind hierbei die Verkehrsnachfragen. Während die Personenverkehrsleistung trotz rückläufiger Bevölkerung nahezu konstant bleibt, wird von steigenden Güterverkehrsleistungen ausgegangen, die mit einem kontinuierlichen Wirtschaftswachstum von ca. 1,2% pro Jahr korrelieren. Die Nachfragen nach Industriegütern werden individuell für die einzelnen Branchen festgelegt und stützen sich auf ein kontinuierliches Wachstum der Bruttowertschöpfung in der Industrie von ebenfalls ca. 1,2% pro Jahr. Für die detailliert modellierten Industriebranchen sind die Güternachfragen im Anhang in Tabelle D.1 dargestellt, für die sonstigen Industriezweige zeigt Tabelle D.2 im Anhang die Entwicklung der Bruttowertschöpfung auf, die maßgeblich für den Energiebedarf für diese Industriebereiche ist.

Wie die Corona-Pandemie verdeutlicht, wirken sich Krisen dieser Art signifikant auf das Verhalten der Akteure und damit auch auf den Energieverbrauch und die Emissionen aus. Allerdings sind solche Verhaltenseffekte (z.B. Grad der Minderung sowie nachhaltige Dauer) nur sehr schwer abzuschätzen. Daher werden mögliche verhaltensbedingte Suffizienzeffekte wie z.B. ein Konsumverzicht oder ein mögliches rückläufiges Mobilitätsbedürfnis als Reaktion auf die Folgen eines Klimawandels in dieser Studie nicht berücksichtigt. Gleichwohl ist darauf hinzuweisen, dass Verhaltensänderungen einen signifikanten Einfluss ausüben können.

Tabelle 3.1: Auswahl von wichtigen Rahmendaten [6]–[8]

	2020	2030	2040	2045
Bevölkerung in Mio.	83,2	81,2	79,3	78,0
Haushalte in Mio.	40,5	42,1	42,2	41,8
Wohnfläche in Mrd. m²	3,590	3,833	3,935	3,984
Beschäftigte in Mio.	45,1	43,2	40,8	40,0
Personenverkehrsnachfrage in Mrd. Pkm	1122	1121	1118	1117
Güterverkehrsnachfrage in Mrd. tkm	691	776	861	903

Eine weitere wichtige Eingangsgröße ist der kalkulatorische Zinssatz, mit dem die Investitionen im Modell annuitätisch umgelegt werden. Für die Definition der Zinssätze gibt es prinzipiell viele Möglichkeiten. Gewählt wurde ein hybrider Ansatz, der im weitesten Sinne auch das Investitionsverhalten bzw. das Investitionsumfeld der verschiedenen Akteure (Privat/Industrie) bzw. die Eigenkapitalrenditeerwartungen reflektiert. Der Eigenkapitalzinssatz für Investitionen im privaten Bereich orientiert sich an der Umlaufrendite. Ausgehend von den Werten der Umlaufrendite der letzten 3 Jahrzehnte (1990-2020) [9] wird ein Zinssatz von 2,5% angenommen. Für Unternehmen bzw. Akteure aus der Industrie werden höhere Eigenkapitalsätze angenommen. Als Orientierungshilfe dienen die Eigenkapitalzinssätze für Neuanlagen (Eigenkapitalrendite nach Steuern), die von der Bundesnetzagentur für Investitionen der Netzbetreiber (Gas, Strom) vorgeschrieben werden [10]. Aufgrund der Monopolstellung der Netzbetreiber können diese Zinssätze im Vergleich mit anderen Industriebranchen als Zinssätze mit sehr geringem Investitionsrisiko interpretiert werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass das Risiko einer Investition stark von der bestehenden Investitionsumgebung (Subventionen, Steuern, Zuschüsse) beeinflusst wird. Da jedoch Techniken sehr unterschiedlich hiervon betroffen sein können, würde es bei einer Berücksichtigung zu Vor- und Nachteilen kommen und das Ergebnis der Analysen prägen bzw. verfälschen. Daher ist die Annahme von Eigenkapitalrenditen notwendig, die weitestgehend das Investitionsrisiko ausklammern. Auf dieser Grundlage wird für Investitionen der Industrie in erster Näherung ein Wert von 6% für den gesamten Betrachtungszeitraum angenommen, wobei nicht weiter nach Industriebranchen unterschieden wird. Im Modell können Techniken und Maßnahmen mit unterschiedlichen Zinssätzen parametrisiert werden. Für den Fall, dass eine akteurspezifische Zuordnung (Privat/Industrie) nicht möglich ist, wird ein mittlerer Zinssatz zugrunde gelegt, der aus den beiden zuvor genannten Werten gebildet wird.

Im Rahmen dieser Studie werden nach dem Inlandskonzept alle Treibhausgasemissionen innerhalb der deutschen Staatsgrenzen berücksichtigt. Modellseitig wird hierbei zwischen CO₂-Emissionen und den Emissionen sonstiger Treibhausgase (Methan, Lachgas, fluorierte Treibhausgase) unterschieden. Während die energie- und prozessbedingten CO₂-Emissionen durch detaillierte Prozessketten im Energiesystemmodell FINE.NESTOR abgebildet sind, werden die Entwicklungen sonstiger Treibhausgasemissionen durch exogen

gesetzte Emissionspfade beschrieben (vgl. Tabelle 3.2). Für die Methan- und Lachgasemissionen in den Sektoren Energie, Gebäude und Verkehr wird von einer Entwicklung ausgegangen, die sich an der Entwicklung der CO₂-Emissionen in diesen Sektoren orientiert, jedoch im Jahr 2045 noch 1,6 Mio. t CO_{2äq} verbleibende Treibhausgasemissionen aufweist. Im Industriesektor überwiegen derzeit die Emissionen fluorierter Treibhausgase (F-Gase) aufgrund ihres hohen Treibhauspotenzials (100 - 23.000 CO_{2äq}) in der Emissionsbilanz sonstiger Treibhausgase. Für diese F-Gase besteht auf EU-Ebene eine Regulierung, die eine Reduktion der Emissionen um zwei Drittel bis 2030 gegenüber dem Jahr 2010 vorsieht [11]. Im Jahr 2036 dürfen nach einer Ergänzung des Montrealer Protokolls [12] nur noch 15% der F-Gas Mengen des Jahres 2019 ausgestoßen werden. Der Emissionspfad für den Industriesektor berücksichtigt diese Regelungen, geht aber nach dem Jahr 2040 nur noch von geringen Emissionsreduktionen aus. Dahingegen basiert der Emissionspfad für die Abfallwirtschaft auf den Ergebnissen der Studie „Klimaneutrales Deutschland“ [13].

Tabelle 3.2: Exogen gesetzte Emissionspfade für sonstige Treibhausgase (ohne CO₂), [11]–[14] und eigene Annahmen

Sonstige Treibhausgasemissionen (ohne CO₂)	2020	2030	2040	2045
Energie, Gebäude und Verkehr in Mio. t CO_{2äq}	13,2	7,2	3,2	1,6
Industrie in Mio. t CO_{2äq}	16,6	6,1	2,7	2,4
Abfallwirtschaft in Mio. t CO_{2äq}	9,2	5,0	2,9	2,5
Landwirtschaft in Mio. t CO_{2äq}	62,2	54,9	50,1	47,6

Die Entwicklung der Methan- und Lachgasemissionen in der Landwirtschaft folgt im gesetzten Pfad bis zum Jahr 2030 den Vorgaben des Klimaschutzgesetzes, die weitere Emissionsreduktion bis 2050 orientiert sich an einer Studie des Umweltbundesamtes [14]. Hierbei wird konsistent mit den anderen getroffenen Annahmen keine Reduktion der Viehbestände aufgrund von veränderten Essgewohnheiten unterstellt. Stattdessen wird eine Ausdehnung des ökologischen Landbaus auf 20% der landwirtschaftlich genutzten Fläche und ein effizienteres Düngemanagement angenommen. Zudem wird vorausgesetzt, dass im Jahr 2050 80% des anfallenden Wirtschaftsdüngers in Biogasanlagen vergoren wird. Durch diese Maßnahmen reduzieren sich die Treibhausgasemissionen in der Landwirtschaft bis 2045 auf ca. 48 Mio. t CO_{2äq}.

Im Jahr 2019 lagen die Treibhausgasemissionen in Deutschland bei etwa 810 Mio. t CO_{2äq}. Mit einem Anteil von etwa 32% war die Energiewirtschaft der größte Emittent gefolgt von der Industrie und dem Verkehrssektor mit Anteilen von jeweils 23% bzw. 20%. Die vergleichbaren Anteile für den Gebäudesektor sowie die Landwirtschaft lagen bei 15% bzw. 8,4%. Entsprechend dem neuen Klimagesetz werden die Treibhausgasziele für die Jahre 2030 (-65%), 2040 (-88%) und 2045 (-100%) bezogen auf 1990 vorgegeben (vgl. Tabelle 3.3). Treibhausgasziele für einzelne Sektoren werden nicht vorgegeben.

Tabelle 3.3: Zulässige Jahresemissionsmengen nach dem Klimaschutzgesetz [1]

Zulässige Treibhausgasemissionen	2020	2030	2040	2045
Treibhausgasemissionen in Mio. t CO_{2äq}	809,8	438,0	150,0	0
Minderung gegenüber 1990 in %	-35%	-65%	-88%	-100%

Durch die neuen Zielsetzungen des aktuellen Klimaschutzgesetzes verringert sich die über den Zeitraum von 25 Jahren kumulierte emittierte Treibhausgasmenge (Treibhausgasbudget) gegenüber den vorherigen Zielsetzungen (Klimaschutzgesetz 2019 und Zielsetzungen des Energiekonzeptes) von 14.160 Mt auf 10.100 Mt CO_{2äq}, was einem Rückgang von fast 29% entspricht (vgl. Abbildung 3.1). Während das vorherige Emissionsbudget einem Temperaturziel von 2°C (50% Wahrscheinlichkeit) entspricht, lässt sich das neue Budget zwischen einem Temperaturziel von 2°C (67% Wahrscheinlichkeit) und 1,75°C (50% Wahrscheinlichkeit) einordnen. Zum Vergleich: Für das Erreichen des 1,5°C-Ziels (50% Wahrscheinlichkeit) dürfte ein Gesamtbudget von ca. 4.260 Mt CO_{2äq} nicht überschritten werden. Als Grundlage für diese Einordnungen dient der Bericht des IPCC zu einer globalen Erwärmung von 1,5°C [15], welcher globale Emissionsbudgets für verschiedene Temperaturziele von 1,3°C bis 2,2°C Erwärmung gegenüber 1850-1900 ausweist. Aufgrund der Unsicherheiten bezüglich der exakten Wechselwirkungen zwischen Treibhausgasemissionen und globalen Temperaturanstieg werden diese Budgets mit Wahrscheinlichkeiten von 33%, 50% sowie 67% dargestellt, die angeben, mit welcher Wahrscheinlichkeit sich mit den Emissionsbudgets die Temperaturziele erreichen lassen. Weiterhin ist zu beachten, dass es sich bei den Emissionsbudgets des IPCC nur um CO₂-Budgets handelt, da die Klimawirkungen sonstiger Treibhausgase nur als Unsicherheiten in die Berechnung der Budgets einfließen. Die deutschen Emissionsbudgets werden anhand des Anteils Deutschlands an der Weltbevölkerung aus den globalen CO₂-Budgets abgeleitet, da das „Umweltgutachten 2020“ des Sachverständigenrats für Umweltfragen [16] diese Methode als am gerechtesten einstuft. Als Basis für diese Aufteilung wird der Januar 2016 gewählt, da im Dezember 2015 der Pariser Klimavertrag verabschiedet wurde. Für die Berechnung der deutschen Emissionsbudgets ab 2020 werden zusätzlich die deutschen CO₂-Emissionen der Jahre 2016-2019 [17] von den Budgets abgezogen.

Die historische spezifische THG-Minderungsrate lag in den letzten 30 Jahren im Durchschnitt bei ca. 15 Mio. t CO_{2äq} pro Jahr [17]. Für das Erreichen der alten Zielsetzungen wäre eine durchschnittlich jährliche Minderungsrate von 25 Mio. t CO_{2äq} über einen Zeitraum von 30 Jahren erforderlich gewesen. Die Zielsetzungen des aktuellen Klimaschutzgesetzes sowie die Verkürzung des Handlungszeitraums auf 25 Jahre erfordern eine vergleichbare Minderungsrate von ca. 32 Mio. t CO_{2äq} was einer Verdopplung der historischen Rate entspricht.

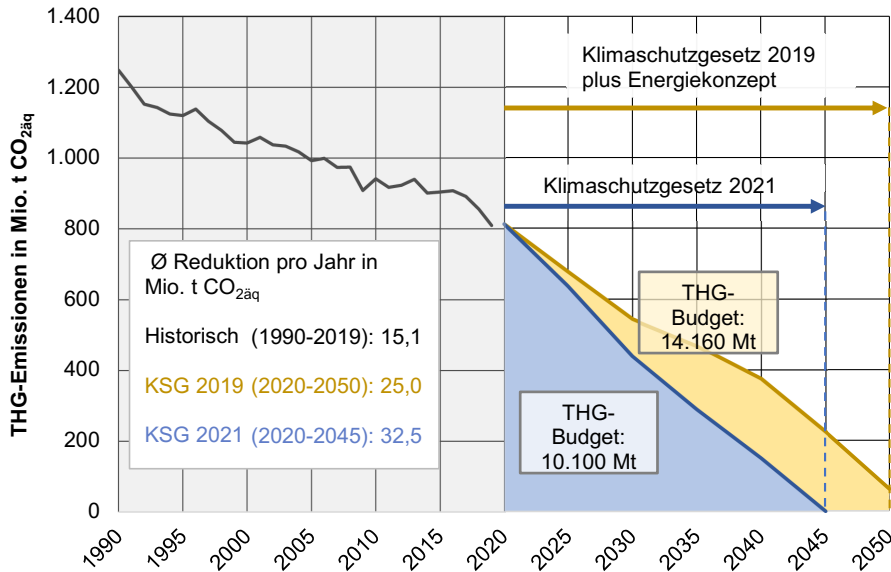


Abbildung 3.1: Historische Entwicklung [17] der Treibhausgasemissionen und THG-Reduktionsziele

Die Energieversorgung Deutschlands kann nicht losgelöst von Entwicklungen in der EU gesehen werden. So wird für den EU-Raum angenommen, dass die Ziele des Green Deal in den Mitgliedsstaaten vollständig umgesetzt werden und Europa bis zum Jahr 2050 treibhausgasneutral ist. Auch gilt es, das globale Umfeld in den Blick zu nehmen. Auch hier wird von erheblichen weltweiten Aktivitäten zur Treibhausgasminderung ausgegangen, die dazu führen, dass sich die globalen Energiemärkte ändern werden. So wird in der Studie davon ausgegangen, dass sich ein internationaler Handel mit Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen etabliert. Mögliche Im- und Exporte dieser Energieträger sowie deren Potenziale werden simuliert, ihre Importkosten sind zusammen mit den Importkosten fossiler Energieträger in Tabelle D.3 im Anhang dargestellt. Darüber hinaus ist anzumerken, dass der Import von treibhausgasneutralen Rohstoffen („grünes“ Naphtha) nicht zugelassen wird.

Wie im Nachfolgenden noch gezeigt wird, spielt das Handlungsfeld CO₂-Abscheidung sowie -Speicherung eine wichtige Rolle, um Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 zu erreichen. Hier wird davon ausgegangen, dass die Verfügbarkeit geologischer Speicher ab dem Jahr 2040 gegeben ist. Eine Übersicht über die technische und kostenseitige Parametrisierung zentraler Technologien für diese Studie findet sich im Anhang D sowie in [5] und [18].

4 Methodik und Vorgehensweise

Für die Szenarioanalysen wurde die vom Forschungszentrum Jülich (IEK-3) entwickelte Modellfamilie ETHOS (**E**nergy **T**ransformation **P**athway **O**ptimization **S**uite) eingesetzt (vgl. Abbildung 4.1). Hierbei handelt es sich um eine Sammlung von Modellen, mit denen Energiesysteme für verschiedenste Systemebenen in hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung abgebildet werden. Der Einsatz der Modelle erlaubt es, eine sehr große Bandbreite unterschiedlichster Fragestellungen im Zuge der Transformationspfadanalyse zu beantworten. Besondere Vorteile sind:

- Detaillierte Abbildung von PtX-Pfaden
- Berücksichtigung von sektoralen Wechselwirkungen und Gewährleistung von Konsistenz
- Hohe zeitliche und räumliche Auflösung von Energieinfrastrukturen (Strom, Gas, H₂) und Speichern
- Standortscharfe Analyse von erneuerbaren Potenzialen sowie von Elektrolysestandorten
- Abbildung von zukünftigen globalen Energiemärkten (Wasserstoff, synthetische Kraftstoffe)
- Ermittlung von robusten Treibhausgasreduktionsstrategien

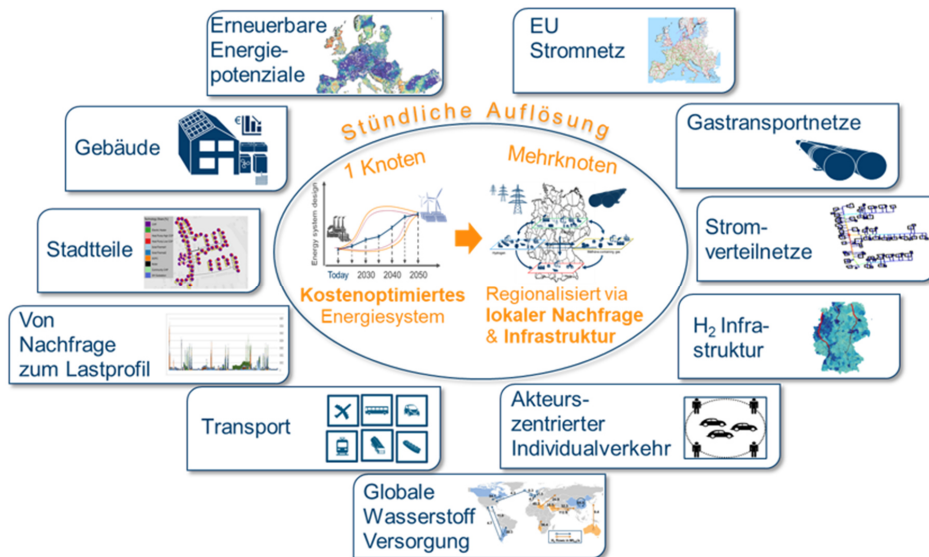


Abbildung 4.1: Die Modellfamilie ETHOS unter Verwendung des FINE Frameworks [19]

Herzstück der vorliegenden Analysen ist das Modell FINE.NESTOR (**N**ational **E**nergy **S**ystem Model with **S**ector Coupling) [18]. Hierbei handelt es sich um ein Optimierungsmodell, das die nationale Energieversorgung von der Primärenergie bis zur Endenergie über alle potenziellen Pfade und Techniken abbildet. Zielfunktion ist die Minimierung der Gesamtsystemkosten. Unter Berücksichtigung extern vorgegebener Randbedingungen (z.B. Treibhausgasminderungsziele) und Annahmen (z.B. Industriegüterproduktionen, Verkehrs-

leistungsnachfragen) wird die kostengünstigste Technik- und Energieträgerkombination ermittelt. Eine Besonderheit des Modells besteht darin, dass alle möglichen Minderungsoptionen über alle Sektoren (Energie, Verkehr, Gebäude, Industrie) hinweg miteinander im Wettbewerb stehen. Eine der wichtigsten Randbedingungen dieser Studie sind die exogen gesetzten, übergeordneten Treibhausgasminderungsziele, die dem aktuellen Klimagesetz folgend vorgegeben werden. Dieser Zielpfad muss vom Modell in jedem Fall eingehalten werden. Mit welchen Techniken und mit welchen sektoralen Minderungsbeiträgen dieser Zielpfad erreicht werden kann, ist Ergebnis der Kostenoptimierungsrechnung. D.h. wichtige Energieverbräuche wie z.B. der Stromverbrauch oder die Wasserstoffnachfrage sind nicht wie in vielen anderen Studien exogen angenommen und vorgegeben, sondern resultieren letztendlich aus der vielfältigen kostenoptimalen Kombination von unterschiedlichsten Techniken und deren Einsatz.

Wie in Abbildung 4.2 dargestellt, besteht das Optimierungsmodell FINE.NESTOR aus einer Vielzahl an techno-ökonomisch modellierten Technologie- und Prozessketten und deren Verknüpfungen. Diese bilden die Grundlage für die myopische Optimierung, bei der die Gesamtsystemkosten für die einzelnen Zeitintervalle minimiert werden. Zur Ermittlung des Transformationspfades wird zunächst das Zieljahr 2045 optimiert und ausgehend davon werden obere und untere Grenzen für die einzelnen Zeitintervalle bestimmt. Die Optimierung der Zeitintervalle findet dann innerhalb dieser Grenzwerte statt. Als kostenoptimales Ergebnis der Optimierung liegen nicht nur Informationen über die installierten Leistungen und anfallenden Kosten für die einzelnen Technologien vor, sondern auch stündlich aufgelöste Betriebspläne der einzelnen Komponenten. Dieses Ergebnis lässt sich als Entscheidung eines „allwissenden“ Planers interpretieren und repräsentiert eine volkswirtschaftlich übergeordnete Perspektive. Die Modellergebnisse dürfen nicht im Sinne einer Erwartungshaltung interpretiert werden und stellen somit auch keine Prognosen dar. Vielmehr handelt es sich um Szenarien, die im Sinne von „Was wäre, wenn...“ zu verstehen sind. Ziel der Modellrechnungen ist es, robuste kostenoptimale Pfade und Trends losgelöst von heutigen Steuer- und Fördermechanismen zu identifizieren, die eine fundierte Grundlage für Entscheidungsträger aus Politik und Wirtschaft sein können. Die mit dem Optimierungsmodell FINE.NESTOR berechneten Mehrkosten, die durch die Einhaltung von Treibhausgasminderungszielen verursacht werden, sind als monetärer Aufwand zu verstehen, der ausschließlich für eine technische Änderung des Energiesystems unter Berücksichtigung der von außen geprägten Randbedingungen (z.B. Energieträgerpreise etc.) notwendig ist. Eine detaillierte Modellbeschreibung findet sich in [18] und [20].

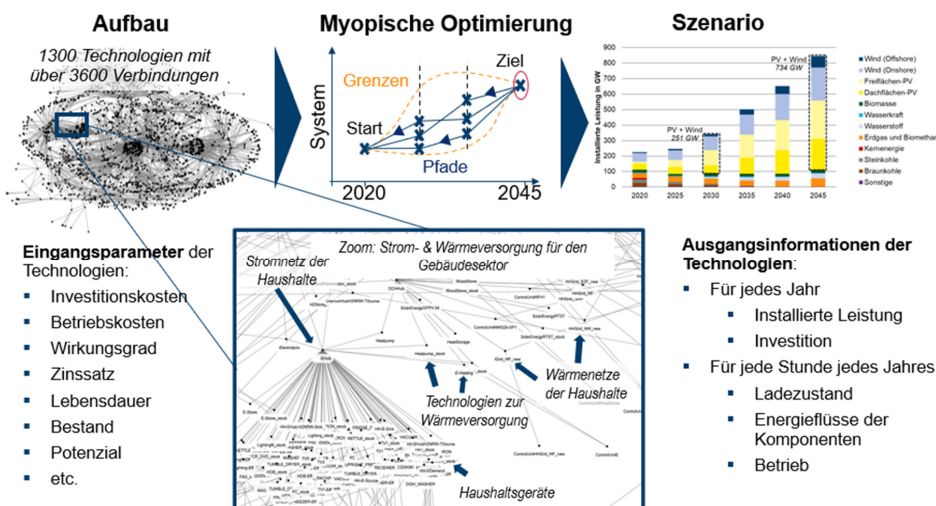


Abbildung 4.2: Vorgehensweise bei der Ermittlung eines Transformationspfades mit dem Optimierungmodell FINE.NESTOR

Das Optimierungsmodell Modell FINE.Infrastructure [19], [21] wird für die Auslegung einer zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur eingesetzt. Das Modell ermöglicht eine räumlich aufgelöste Abbildung des nationalen Energiesystems und berücksichtigt Wechselwirkungen zwischen Energieinfrastrukturen (Strom, Erdgas, Wasserstoff) sowie standortspezifischen Merkmalen. Hierfür werden die mit FINE.NESTOR errechneten Nachfragen (Wasserstoff, Strom, Gas) auf eine hohe räumliche Auflösung disaggregiert. Darüber hinaus werden die Entwicklungen der installierten Leistungen und des Energieimports aus den Ergebnissen von FINE.NESTOR übernommen und dem räumlich aufgelösten Modell als Ausbauziele und zusätzliche Randbedingungen vorgegeben. Die Verteilung der Erzeugungs- und Speicherstandorte, deren Betrieb und die Auslegung des Ausbaus bzw. die Umstellung der bestehenden Übertragungsinfrastrukturen sind dagegen Teil des Ergebnisses der räumlich aufgelösten Optimierung. Die Definition der Modellregionen basiert auf den Netzknoten des Höchstspannungsstromnetzes, wodurch Nachfragezentren detaillierter abgebildet werden. Um die Rechenbarkeit des Modells gewährleisten zu können, wird die räumliche Auflösung durch Aggregationsverfahren auf 80 Regionen reduziert. Eine Besonderheit des Modells besteht darin, dass es eine integrierte Infrastrukturanalyse ermöglicht, die alle relevanten Energieträger (Strom, Gas, Wasserstoff, Wärme) gleichzeitig in den Blick nimmt. Eine detaillierte Modellbeschreibung findet sich in [22].

Das Fundament einer zukünftigen CO₂-freien Stromerzeugung sind erneuerbare Energien, die das Rückgrat der zukünftigen Stromversorgung sein werden. Von entscheidender Bedeutung ist dabei, welche Potenziale im Inland zur Verfügung stehen werden. Die Ermittlung der maximalen Potenziale von Windkraft und Photovoltaik wird mit Hilfe des Open-Source Modells GLAES (**Geospatial Land Eligibility for Energy Systems**) [23] durchgeführt. Anhand von hochaufgelösten Geo- und Gebäudedaten und unter Berücksichtigung sozio-ökonomischer Restriktionen (z.B. Ausschluss von Flächen, Abstandsregelungen) werden Potenziale für Windenergie und Photovoltaik berechnet. Eine detaillierte Beschreibung der

Vorgehensweise bei den Potenzialanalysen für Dachflächen-Photovoltaik und Onshore Windenergie findet sich in Abschnitt A im Anhang. Die ermittelten Potenziale gehen anschließend zusammen mit Wetterdaten in das Modell RESKit (**R**enewable **E**nergy **S**imulation **T**ool**kit**) [23] ein, welches Erzeugungszeitreihen für Photovoltaik und Windenergieanlagen simuliert. Diese gehen dann gemeinsam mit den Potenzialen in die Modelle FINE.NESTOR sowie FINE.Infrastructure ein und stellen dort zentrale Inputparameter für den optimalen Ausbau und Betrieb der Photovoltaik und Windkraft dar. Eine detaillierte Modellbeschreibung findet sich in [23].

Mit dem Optimierungsmodell InfH2 [24] ist es möglich, weltweite Energieversorgungsstrukturen und davon ausgehend, Wasserstoff- und PtL-Potenziale für einen möglichen Import nach Deutschland zu berechnen. Exemplarisch wird im Folgenden die Vorgehensweise am Beispiel Wasserstoff erläutert: Im ersten Schritt des Ansatzes wird für 20 Regionen mit hohem Wind- oder Sonnenpotential die Onshore-Wind- und Freiflächenphotovoltaikstromproduktion (vgl. Abbildung B.1 im Anhang) bestimmt und anhand einer detaillierten Wasserstoffprozesskette die jeweiligen Kosten-Potentialkurven für den Wasserstoffexport abgeleitet. Hierbei wird für jedes der Exportländer eine Landeignungsanalyse mittels des Open-Source Modells GLAES [23] für den Bau von Windenergieanlagen und Freiflächen-Solarparks durchgeführt. Anschließend werden für alle Erzeugungsanlagen standortscharfe Simulationen mit stündlicher Auflösung mittels des Simulationsmodell RESKit [23] angefertigt. Die Anlagen werden anschließend zu Erzeugungsparks geclustert, welche ihre elektrische Energie in einen Elektrolyseur speisen. Der erzeugte Wasserstoff wird mittels inländischer Wasserstoffpipelines in einen Exporthafen transportiert, wo der Wasserstoff verflüssigt und gespeichert wird. Im zweiten Schritt wird mithilfe der berechneten H_2 Exportkosten der globale Wasserstoffaustausch optimiert. Die Wasserstoffnachfrage wird dabei über 16 globale Regionen gemäß Abbildung B.1 im Anhang berücksichtigt. Der weltweite Transport wird mittels Flüssigwasserstofftankschiffe mit Wasserstoffantrieb realisiert. Abschließend wird die globale Wasserstoffverteilung aus einer Minimierung der Systemkosten für alle Akteure berechnet. Eine detaillierte Modellbeschreibung findet sich in [24], zudem ist die prinzipielle Funktionsweise des Modells in Abbildung B.2 im Anhang dargestellt.

Die Importkosten für die Energieträger Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe aus dem globalen Handelsmodell werden mit einer Kosten-Mengenkurve an das FINE.NESTOR Modell übergeben. Somit kann das nach Kosten optimierende Modell auswählen, ob es beispielsweise kostengünstiger ist, Wasserstoff in Deutschland herzustellen oder zu importieren.

5 Ergebnisse

5.1 Entwicklung der Treibhausgasemissionen

Um Treibhausgasneutralität bis 2045 zu erreichen, ist eine nahezu vollständige Reduktion der Treibhausgasemissionen in allen Sektoren notwendig. Hierfür müssen nicht vermeidbare Emissionen im Jahr 2045 durch negative Emissionen ausgeglichen werden, um bilanziell die Netto-Treibhausgasneutralität zu erreichen. Diese negativen Emissionen können einerseits durch direkte Abscheidung von CO₂ aus der Luft (Direct Air Capture – DAC) und anschließende permanente Speicherung des CO₂ in geologischen Lagerstätten realisiert werden. Andererseits kann Biomasse in Kraftwerken oder Industrieprozessen eingesetzt und das entstehende CO₂ aus dem Abgas abgeschieden und ebenfalls dauerhaft gespeichert werden (BECCS: Bioenergy with Carbon Capture and Storage).

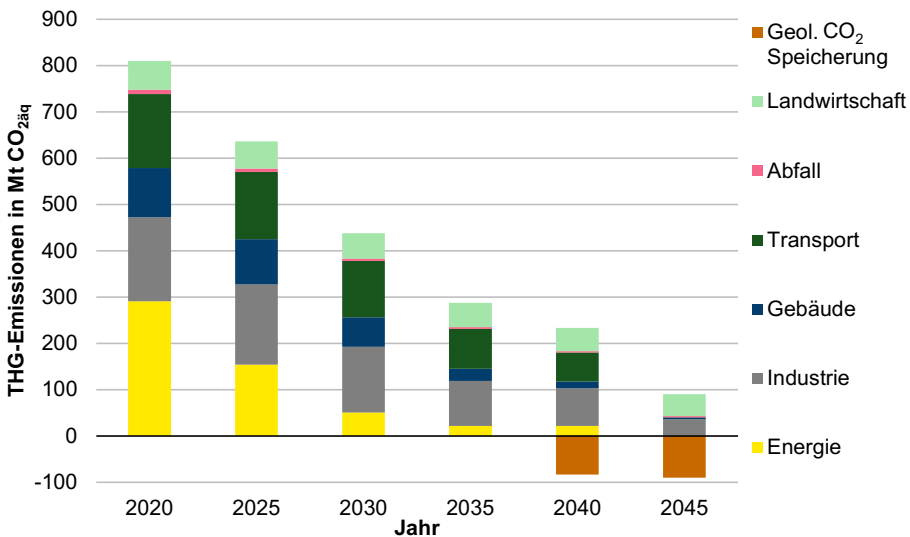


Abbildung 5.1: THG-Emissionen im zeitlichen Verlauf nach Sektoren aufgeteilt

Bis 2030 werden die Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 65% reduziert. Die Analysen zeigen, dass im Energiesektor der Kohleausstieg bereits bis 2030 erfolgt und die Emissionen dadurch um ca. 80% im Vergleich zu 2019 sinken (vgl. Abbildung 5.1). Diese schnelle Dekarbonisierung des Energiesektors ist eine wesentliche Voraussetzung für die Kopplung des Energiesektors mit den anderen Sektoren. Im Gegensatz dazu werden die Emissionen im Industrie- und Transportsektor bis 2030 nur um ca. 20% reduziert. Dies stellt eine kostenoptimale Reduktion der Treibhausgasemissionen dar und unterscheidet sich daher von dem im Klimaschutzgesetz [1] geforderten Sektorziel. Ab dem Jahr 2040 können CO₂-Emissionen, die in biomassegefeuerten Kraftwerken oder Industrieprozessen abgeschieden werden, permanent in geologischen Lagerstätten gespeichert werden. Durch das Nutzen dieser Speichermöglichkeit für negative Emissionen in Höhe von ca. 34 Mio. t CO₂, die Speicherung von Emissionen aus der Industrie und die Emissionsreduktionen in allen

Sektoren reduzieren sich die Treibhausgasemissionen bis 2040 um 88% gegenüber 1990. Im Jahr 2045 sind die Sektoren Energie, Gebäude und Transport nahezu treibhausgasneutral, während im Industriesektor noch Emissionen von ca. 35 Mio. t CO_{2äq} verbleiben. Hierbei handelt es sich überwiegend um Prozessemissionen sowie sonstige Emissionen, die nicht vermieden werden können. Weiterhin verbleiben in der Landwirtschaft Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 48 Mio. t CO_{2äq}. Eine kleinere Emissionsmenge von ca. 7 Mio. t CO_{2äq} entfällt auf sonstige Bereiche (z.B. Abfall etc.). Zur Kompensation dieser verbleibenden Emissionen ist es somit notwendig, insgesamt 90 Mio. t CO₂ in geologischen Lagerstätten dauerhaft zu speichern. Eine nähere Beschreibung, die auch einen Exkurs zur Kompensation durch LULUCF-Maßnahmen enthält, findet sich im folgenden Kapitel 5.2.

Treibhausgasneutralität ist nur mit permanenter geologischer CO₂ Speicherung zu erreichen

5.2 Negative Emissionen

Im Jahr 2045 verbleiben 90 Mio. t CO_{2äq} schwer vermeidbare Treibhausgasemissionen, die vor allem aus der Industrie und der Landwirtschaft resultieren. Dabei ergeben sich die verbleibenden Emissionen in der Landwirtschaft von ca. 48 Mio. t CO_{2äq} aus dem exogen gesetzten Emissionspfad, der sich an einer Studie des Umweltbundesamtes (UBA) [14] orientiert, dabei aber keine Reduktion der Viehbestände unterstellt. Darüber hinaus verbleiben ca. 35 Mio. t CO_{2äq} im Industriesektor, die sich zu 85% aus Prozessemissionen zusammensetzen. Diese verbleibenden Prozessemissionen entstehen vor allem bei der Herstellung von Zement (ca. 14 Mio. t CO_{2äq}), bei der Produktion von Glas und Keramiken (ca. 7 Mio. t CO_{2äq}) und in der Chemieindustrie (ca. 4 Mio. t CO_{2äq}). Eine Verminderung eines Teils dieser Emissionen geschieht durch den Einsatz von CO₂-Abscheidung (vor allem in der Zementindustrie), sodass 77 Mio. t CO_{2äq} an Residualemissionen verbleiben, die durch negative Emissionen in gleicher Höhe kompensiert werden müssen (vgl. Abbildung 5.2).

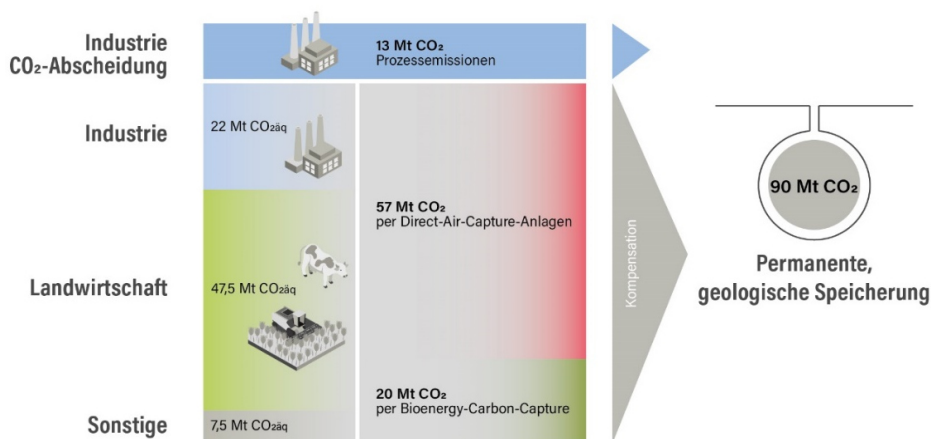


Abbildung 5.2: Restemissionen im Jahr 2045, THG-Kompensation und geologische Speicherung ohne LULUCF Maßnahmen

Für eine negative CO₂-Bilanz können durch den Einsatz von Biomasse in Kraftwerken und in Anlagen der Industrie ca. 20 Mio. t CO₂ aus den Abgasen abgeschieden und anschließend permanent in geologischen Lagerstätten gespeichert werden (BECCS). Allerdings wird mit ca. 57 Mio. t CO₂ der Großteil der negativen Emissionen durch direkte Abscheidung von CO₂ aus der Luft (Direct-Air-Capture - DAC) und anschließende dauerhafte Speicherung bilanziert. Zudem werden ca. 25 Mio. t CO₂ in der chemischen Industrie als Rohstoff bei der Methanol-Produktion benötigt, die ebenfalls von DAC-Anlagen aus der Luft abgeschieden werden. Der Betrieb der DAC-Anlagen geht dabei mit einem erheblichen Strom- und Wärmeverbrauch für den Betrieb der Ventilatoren und die Regeneration der Filter einher. Für die Wärmebereitstellung können bei diesem Prozess Hochtemperaturwärmepumpen zum Einsatz kommen, sodass sich im Jahr 2045 insgesamt ein Stromverbrauch der DAC-Anlagen von 72 TWh ergibt. In Anbetracht der Bedeutung dieser DAC-Anlagen für das Erreichen der Treibhausgasneutralität ist ein rechtzeitiger Markthochlauf erforderlich, da derzeit weltweit nur vereinzelt Pilotprojekte dieser Technologie im Einsatz sind. Weiterhin spielt die permanente Speicherung von CO₂ in geeigneten geologischen Lagerstätten eine zentrale Rolle, da insgesamt bis zu 90 Mio. t CO₂ im Jahr 2045 eingelagert werden müssen.

Zur Kompensation der Restemissionen müssen erhebliche CO₂ Mengen aus der Luft abgeschieden und permanent geologisch gespeichert werden

Die potenzielle Speicherkapazität in ausgeförderten Erdgasfeldern und salinen Aquiferen innerhalb Deutschlands (inklusive des Deutschen Nordseesektors) und wird dabei auf ca. 12 Mrd. t CO₂ geschätzt [26] und ist damit auf absehbare Zeit ausreichend groß. Das derzeitige Kohlendioxid-Speichergesetz lässt allerdings nur sehr geringe Speichermengen zu. Dies bedeutet, dass das Gesetz zu modifizieren ist, damit ausreichend negative Emissionen für das Erreichen von Treibhausgasneutralität ermöglicht werden können.

5.2.1 Exkurs: Berücksichtigung von natürlichen Emissionssenken

Im folgenden Exkurs werden Negativemissionen aus natürlichen Ökosystemen des Sektors Landnutzung, Landnutzungsveränderung und Forstwirtschaft (LULUCF) in der Treibhausgasbilanz des Modells berücksichtigt. Dazu werden analog zum Klimaschutzgesetz die Treibhausgasemissionen des LULUCF-Sektors im Jahr 2045 mit - 40 Mio. t CO_{2äq} angesetzt. Zum Vergleich: Im Jahr 2020 lag der Beitrag des LULUCF-Sektors bei - 16,5 Mio. t CO_{2äq} [17]. Analysen des Öko-Instituts zeigen, dass mit den derzeit beschlossenen Maßnahmen der LULUCF-Sektor im Jahr 2045 nur eine Senkenleistung von -11 Mio. t CO_{2äq} erbringen wird [27]. Ursächlich hierfür ist vor allem, dass die Senkenleistung der Wälder aufgrund ihrer Altersstruktur und der angenommenen Nutzungsintensität in Zukunft deutlich abnehmen wird. Daher sind zusätzliche Maßnahmen zum Erreichen der im Klimaschutzgesetz geforderten negativen Emissionen in Höhe von - 40 Mio. t CO_{2äq} erforderlich. Neben einer extensiveren Waldbewirtschaftung, der Wiederaufforstung von Waldflächen und der Wiedervernässung von Acker- und Gründlandflächen auf Moorböden, können auch Maßnahmen wie die Bindung von Kohlenstoff in Ackerböden eine wichtige Rolle spielen. Es

verbleiben jedoch Unsicherheiten, ob die Ziele im LULUCF-Sektor erreicht werden können. Für diesen Exkurs wird trotzdem eine Senkenleistung des LULUCF-Sektors in Höhe von - 40 Mio. t CO_{2äq} im Jahr 2045 angesetzt.

Die Analysen zeigen, dass dadurch die benötigten negativen Emissionen aus der Nutzung von Bioenergie mit CO₂-Abscheidung und den DAC-Anlagen auf insgesamt 37 Mio. t CO₂ verringert werden (vgl. Abbildung 5.3). Hierbei verringert sich der Beitrag durch BECCS um 4,8 Mio. t CO₂, DAC-Anlagen müssen 35,2 Mio. t CO₂ weniger bereitstellen. Da der Stromverbrauch der DAC-Anlagen im Jahr 2045 somit um 32 TWh sinkt, verringert sich die notwendige installierte Erzeugungsleistung von PV-Anlagen um ca. 8 GW und die Leistung von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen um ca. 4 GW.

Die Nutzung natürlicher Emissionssenken zur Bereitstellung negativer Emissionen ist kosteneffektiv, reicht aber alleine nicht aus, um alle Restemissionen im Jahr 2045 zu kompensieren

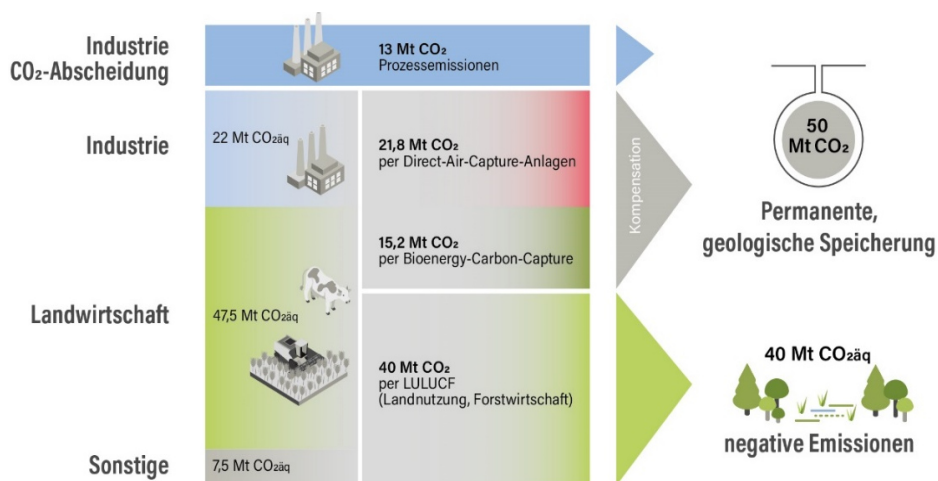


Abbildung 5.3: Restemissionen im Jahr 2045, THG-Kompensation und geologische Speicherung mit Berücksichtigung von LULUCF-Maßnahmen

Ebenso verringert sich die dauerhaft eingespeicherte CO₂ Menge auf 50 Mio. t CO₂. Trotzdem bleibt auch bei der Berücksichtigung natürlicher Senken die Notwendigkeit für DAC-Anlagen und einer CO₂ Speicherung in geologischen Lagerstätten erhalten. Außerdem zeigt eine Betrachtung der Systemkosten im Jahr 2045, dass die Nutzung der natürlichen Emissionssenken in jedem Fall kosteneffektiv ist. Die bilanzierten Negativemissionen aus dem LULUCF-Sektor haben für das Gesamtsystem einen Wert von ca. 214 €/tCO_{2äq}. Zum Vergleich: Vermeidungskosten in diesem Sektor werden in einer Bandbreite von 5-30 €/tCO_{2äq} für Aufforstungsmaßnahmen und 2-42 €/tCO_{2äq} für die Wiedervernässung von Mooren angegeben [28].

5.3 Entwicklung des Energieverbrauchs

Die Einhaltung der Treibhausgasziele bewirkt einen Rückgang des Primärenergieverbrauchs, der gegenüber heute im Jahr 2045 um etwa 39% deutlich niedriger liegt. Neben statistischen Effekten ist dieser überwiegend auf die forcierte Einsparung in fast allen Endverbrauchssektoren zurückzuführen. Während der heutige Primärenergieverbrauch noch zu 85% durch den Einsatz fossil basierter Energieträger dominiert wird, findet über den Zeitraum hinweg bis zum Jahr 2045 eine sukzessive Defossilisierung der deutschen Energieversorgung statt (vgl. Abbildung 5.4). Der Rückgang des Kohleeinsatzes ist bis zum Jahr 2030 durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung geprägt. Über das Jahr 2030 hinaus erfolgt eine kontinuierliche Substitution von Kohle auch in anderen Anwendungsbereichen. Insbesondere der klassische Hochofenprozess, der nach dem Jahr 2030 den überwiegenden Anteil der Kohnachfrage ausmacht, wird durch das Verfahren der Wasserstoffdirektreduktion bis zum Jahr 2045 komplett abgelöst.

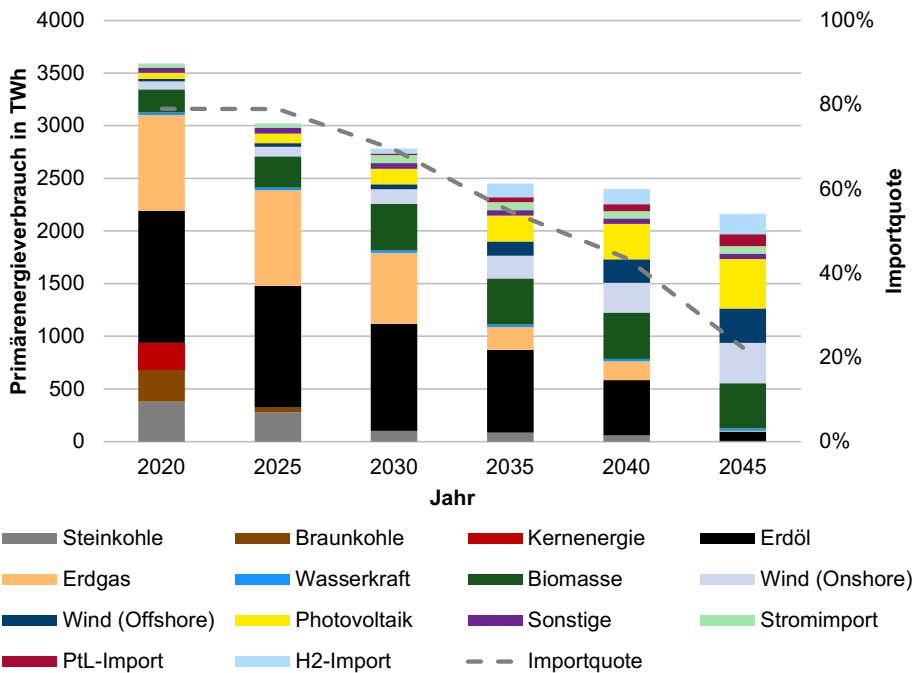


Abbildung 5.4: Primärenergieverbrauch im Szenario KSG2045

Zwar ist der Einsatz von Erdöl und Erdgas bis zum Jahr 2030 rückläufig, allerdings dominieren auch zu diesem Zeitpunkt noch beide Energieträger den Primärenergieverbrauch. Nach 2030 nehmen Erdöl- und Erdgasverbrauch drastisch ab, um letztendlich Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 zu erreichen. Wie Abbildung 5.5 verdeutlicht, liegt der Erdgaseinsatz im Gebäudesektor im Jahr 2035 um fast zwei Drittel niedriger als der heutige Verbrauch. Dies bedeutet, dass ein Großteil der heutigen erdgasbefeuerten Heizungssysteme in den nächsten 15 Jahren umgestellt bzw. ersetzt werden muss. Darüber hinaus ist zu erkennen, dass erdölbasierte Heizungssysteme bis zum Jahr 2030 vollständig ersetzt

werden. Eine ähnliche Entwicklung zeigt sich auch in der Industrie, wo bis zum Jahr 2035 fast drei Viertel des heutigen Erdgasverbrauchs durch treibhausgasneutrale Energieträger ersetzt werden müssen. Auch hier nimmt der Einsatz von Erdöl und Erdgas sukzessive ab, wobei die rückläufige Dynamik zwar nicht so ausgeprägt wie im Gebäudesektor ist, aber dennoch ambitioniert ist. So müssen bis zum Jahr 2035 etwa 40% des Erdöl- und Erdgasbedarfs ersetzt werden, was hauptsächlich durch einen Brennstoffwechsel auf Bioenergie für die Prozesswärmeerzeugung zurückzuführen ist. Im Verkehrssektor nimmt der Einsatz von konventionellem Benzin und Diesel bis zum Jahr 2040 auf knapp ein Drittel des heutigen Verbrauchs ab. Unterstellt man eine Pkw-Lebensdauer von 12 Jahren dürften spätestens ab dem Jahr 2033 keine neuen Verbrennungsmotorenkonzepte (Benzin, Diesel) Anwendung finden.

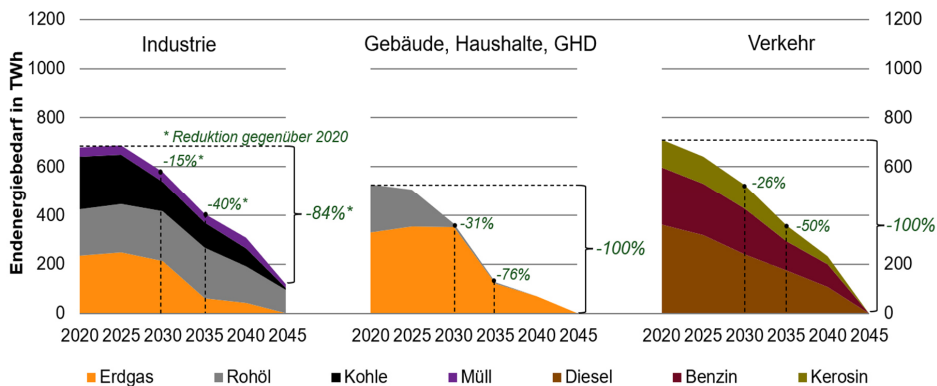


Abbildung 5.5: Entwicklung des fossilbasierten Endenergieverbrauchs nach Energieträger

Im Jahr 2045 setzt sich der gesamte Primärenergieverbrauch zu einem überwiegenden Teil aus treibhausgasneutralen Energieträgern zusammen. Hier dominieren der Einsatz von Bioenergie, Windkraft und Photovoltaik. Der verbleibende geringe Rohölanteil dient der stofflichen Nutzung (nicht energetischer Verbrauch) und ist somit nicht emissionsrelevant. Ein Verzicht von fossilen Energieträgern für den nicht energetischen Verbrauch (Defossilisierung) erfordert eine Kohlenstoffkreislaufwirtschaft und ist darüber hinaus mit einem erheblichen zusätzlichen Wasserstoffeinsatz verbunden (siehe Exkurs 5.10.1).

Die Analysen zeigen, dass die deutsche Energieversorgung auch zukünftig nicht ohne Energieimporte auskommen wird. Allerdings sinkt die Importquote von heute über 74% [29] auf ca. 22% bis zum Jahr 2045 bei einem gleichzeitig deutlich verringerten Primärenergieverbrauch. Wesentliche Importenergieträger sind Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe, die im Jahr 2045 einen Anteil von ca. 80% ausmachen. Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden einige Exkurse (z.B. Veränderung von EE-Ausbauraten, Variation des Wasserstoffimportpreises) durchgeführt, die im Nachfolgenden noch näher erläutert werden. In Abbildung 5.6 sind die primärenergieseitigen Importquoten der verschiedenen Exkurse vergleichend dargestellt. Die Analysen zeigen, dass z.B. im Fall einer begrenzten Ausbaurate von Erneuerbaren (maximale Ausbauraten der letzten 10 Jahre) oder eines günstigeren Wasserstoffimportpreises die Energieimporte zunehmen. Die primärenergieseitige

Importquote steigt in diesen beiden exemplarisch ausgewählten Fällen auf ca. 35% an, liegt aber immer noch sehr deutlich unter der heutigen Quote.

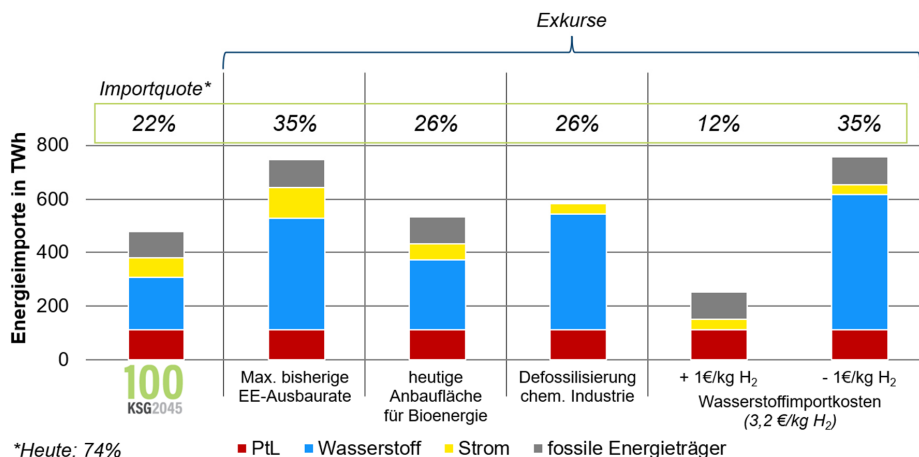


Abbildung 5.6: Entwicklung der Energieimporte in den Exkursen

Eine treibhausgasneutrale Energieversorgung führt zu einem starken Rückgang von Energieimporten

Wie die Entwicklung des Endenergieverbrauchs verdeutlicht, erfordert Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 ein Ergreifen von Energieeinsparmaßnahmen in allen Sektoren (vgl. Abbildung 5.7). Insgesamt nimmt der Endenergieverbrauch gegenüber heute um etwa 30% ab. Hierbei ist zu beachten, dass in allen Sektoren von einer Zunahme nach energieverbrauchsrelevanten Nachfragen (z.B. Verkehrsleistungen, Wohnfläche) ausgegangen wird.

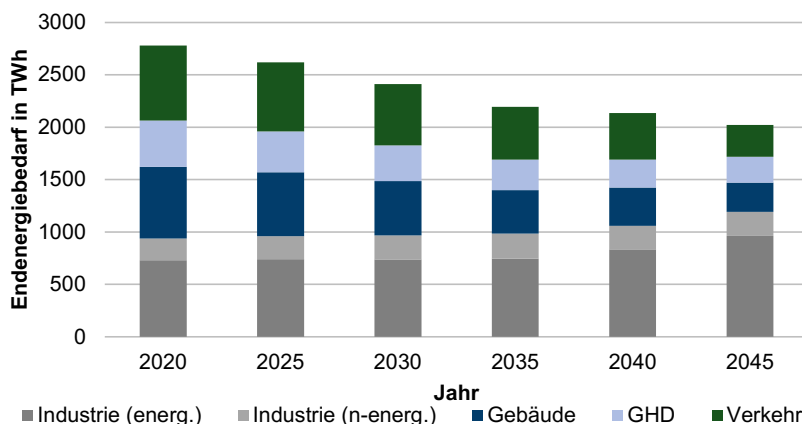


Abbildung 5.7: Endenergieverbrauch nach Sektoren

Das heißt der hierdurch bedingte Energiemehrverbrauch, der zu erwarten wäre, wird in den Sektoren Verkehr, Haushalte und Gebäude durch das Ergreifen von Energieeinsparmaßnahmen deutlich überkompensiert. So sinkt der Energieverbrauch im Gebäudesektor bis zum Jahr 2045 gegenüber heute um fast 60% (ohne Umweltwärme bilanziert). Verantwortlich hierfür sind Maßnahmen, deren Spektrum von gebäudeseitigen Sanierungsmaßnahmen über hocheffiziente Stromanwendungen bis hin zum Einsatz von Wärmepumpen reicht. Eine vergleichbare Energieeinsparung ist auch im Verkehrssektor festzustellen. Hier sinkt der Energieverbrauch um etwa 58%, was im Wesentlichen durch den Einsatz von elektrischen Fahrzeugen (batterieelektrisch und Brennstoffzellen) begründet ist, die gegenüber heutigen verbrennungstechnischen Motorkonzepten deutlich höhere Wirkungsgrade aufweisen. Aufgrund des angenommenen Wirtschaftswachstums von 1,2% pro Jahr und dem damit korrelierenden Anstieg der Bruttowertschöpfung bzw. der Güterproduktionen steigt der Energieverbrauch der Industrie gegenüber heute bis zum Jahr 2045 um knapp ein Drittel. Ursachen sind ein erhöhter Energiebedarf für die Methanolproduktion und ein erhöhter Prozesswärmebedarf durch DAC-Anlagen. Auch in der Industrie wird ein breites Spektrum von Energiesparmaßnahmen ergriffen, die allerdings nicht den nachfrage- bzw. strukturbedingten Mehrverbrauch kompensieren können.

Energieeffiziente Maßnahmen sind in allen Sektoren ein wichtiger Baustein, um Treibhausgasneutralität zu erreichen.

5.4 Kosten

Um das Ziel von Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 zu erreichen, muss in allen Sektoren eine Vielzahl von Maßnahmen ergriffen werden, die wiederum mit einem erheblichen Kostenaufwand verbunden sind. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass in vielen Bereichen ungeachtet des ambitionierten Ziels ebenfalls Investitionen getätigt worden bzw. Betriebskosten entstanden wären. Von Bedeutung sind daher die Mehrkosten, die gegenüber einer solchen Business-as-Usual (BaU) Entwicklung entstehen. Die Kosten des treibhausgasneutralen Szenarios werden daher an einer fiktiven Business-as-Usual Entwicklung gespiegelt, bei der eine deutlich moderatere Treibhausgasminderung von 60% bis zum Jahr 2045 angenommen wird. Dies bedeutet, dass in der Business-as-Usual Entwicklung die Ziele des Klimaschutzgesetzes weit verfehlt werden. Allerdings werden gegenüber heute bis zum Jahr 2045 Treibhausgasemissionen eingespart, was zum großen Teil auf die Langzeitwirkung bereits heute implementierter Maßnahmen (z.B. Kohleverstromungsausstieg, Gebäudeenergiegesetz etc.) zurückzuführen ist.

Die Mehrkosten (vgl. Abbildung 5.8) sind als monetärer Aufwand zu verstehen, der ausschließlich für die technische Änderung des Energiesystems notwendig ist, um die Treibhausgasziele entlang des Transformationspfades zu erreichen. Dieser Logik folgend, stellen Steuern, Abgaben, Subventionen, CO₂ Steuern etc. in diesem Sinne keinen monetären Aufwand dar und werden demzufolge im Modell nicht berücksichtigt. Vielmehr handelt es sich hierbei um Kosten für Instrumente, die der Staat bei der Umsetzung einer Transformation nutzen kann, um bestimmte Maßnahmen einer Transformationsstrategie (z.B. Subventionen für den Austausch von ölbasierten Heizkesseln oder zur Förderung von

batterieelektrischen Fahrzeugen) gezielt anzuschieben bzw. zu forcieren. Weiterhin ist zu beachten, dass Kosten für Minderungsmaßnahmen im Landwirtschaftssektor (z.B. Verringerung des Düngemitelesatzes) sowie für LULUCF-Maßnahmen (z.B. Wiederaufforstung) in den im Nachfolgenden diskutierten Mehrkosten nicht enthalten sind. Die Minderungsbeiträge dieser Bereiche wurden durch die exogene Vorgabe von Treibhausgasreduktionen berücksichtigt. Die Bereiche sind somit im Modell FINE.NESTOR nicht abgebildet und damit auch nicht Bestandteil des Optimierungskalküls.

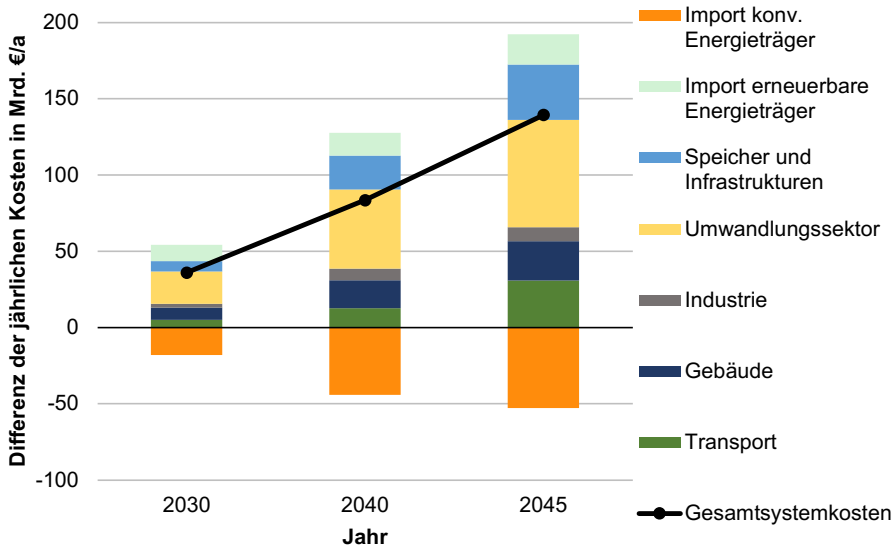


Abbildung 5.8: Kostenänderung gegenüber einer Business-as-Usual Entwicklung

Die in Abbildung 5.8 dargestellten Mehrkosten beschreiben die Differenz der jeweils annuitätisch über die Lebenszeit umgelegten Investitionen sowie Betriebskosten beider Szenarien. Die Minderungsmaßnahmen gegenüber dem BaU-Szenario führen zu einem geringeren Verbrauch fossiler Energieträger und damit auch zu Kosteneinsparungen. Diesen Einsparungen sind die Mehrkosten für Investitionen und Betrieb sowie die Importkosten für erneuerbare Energien wie z.B. Wasserstoffimporte gegenüberzustellen (Saldierte Mehrkosten). Wie zu erkennen ist, bewirken die im Zeitverlauf zunehmend stringenteren Emissionsziele einen starken Anstieg der Mehrkosten. Dies gilt insbesondere zum Ende des Transformationszeitraums. So ist zwischen 2040 bis 2045 eine nahezu Verdopplung der saldierten Mehrkosten festzustellen. Die saldierten jährlichen Mehrkosten belaufen sich im Jahr 2045 auf insgesamt ca. 139 Mrd.€ (vgl. Tabelle 5.1). Der größte Teil der Mehrinvestitionen entfällt auf den Umwandlungssektor (z.B. Ausbau von Erneuerbaren, Elektrolyseuren, etc.). Gut 37% der gesamten Mehrkosten sind im Jahr 2045 allein dem Umwandlungssektor zuzurechnen. Auch in den Zwischenjahren dominiert der Umwandlungssektor die jeweiligen Mehrkosten. Ebenfalls nehmen die Mehrkosten für den Verkehrs- und Gebäudesektor im Zeitverlauf deutlich zu. Ihre Anteile an den gesamten Mehrkosten betragen im Jahr 2045 ca. 16% bzw. 13%. Der vergleichbare Anteil für den Aufbau von Energieinfrastrukturen und Speichern beträgt im Jahr 2045 ca. 19%.

Tabelle 5.1: Kosten der Treibhausgasneutralität bis 2045

	KSG 2045	Vergleich
Saldierte Mehrkosten im Jahr 2045	139 Mrd. €/a	BaU-Szenario
Kumulierte Mehrkosten (2020 – 2045)	1014 Mrd. €	BaU-Szenario
Anteil am kumulierten BIP	1,2%	
Durchschnittliche Vermeidungskosten	132 €/tCO _{2äq}	BaU-Szenario

Da der Transformationszeitraum bis zum Erreichen von Treibhausgasneutralität etwa 25 Jahre beträgt, sind die über diesen Zeitraum kumulierten saldierten Systemmehrkosten von Relevanz. Die kumulierten und abdiskontierten Systemkosten, die als Strategiekosten des gesamten Transformationsprozesses zu interpretieren sind, belaufen sich über den gesamten Zeitraum auf ca. 1,0 Billionen Euro. Bezieht man diese Kosten auf das kumulierte, abdiskontierte Bruttoinlandprodukt, beträgt der Anteil der Transformationskosten im Mittel ca. 1,2% (vgl. Tabelle 5.1). Über den gesamten Zeitraum errechnen sich für die gesamte Transformationsstrategie spezifische CO₂-Reduktionskosten in Höhe von durchschnittlich ca. 132 €/tCO_{2äq}.

Treibhausgasneutralität bis 2045 ist wirtschaftlich darstellbar, es sind aber deutlich höhere Investitionen im Energiesektor erforderlich

Abschließend ist darauf hinzuweisen, dass es sich bei den im Rahmen dieses Kapitels vorgestellten Kosten um den monetären Aufwand handelt, der für den Umbau des Energieversorgungssystems notwendig ist. Nicht berücksichtigt sind neben den öffentlichen Kosten (z.B. Subventionen, Abgaben etc.) volkswirtschaftliche Effekte, wie beispielsweise die zu erwartende Wertschöpfung oder mögliche Beschäftigungseffekte. Hierfür bedarf es einer volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung, die im Rahmen dieser Analyse nicht durchgeführt wurde.

5.5 Stromverbrauch, Kapazitäten

Die Substitution der fossilen Energieträger führt im zeitlichen Verlauf bis zum Jahr 2045 zu einem deutlichen Anstieg des Stromverbrauchs, der mit etwa 1216 TWh mehr als dem Doppelten des heutigen Stromverbrauchs entspricht (vgl. Abbildung 5.9). Wesentlicher Treiber für den Stromverbrauch ist der zusätzliche Strombedarf für PtX-Anwendungen. So entfällt ein Viertel des gesamten Stromverbrauchs auf den Einsatz von Elektrolyseuren zur Erzeugung von Wasserstoff.

Für den Betrieb von Wärmepumpen und industriellen Power to Heat (PtH) Anwendungen werden insgesamt ca. 208 TWh benötigt, was einem Anteil von etwa 17% am Gesamtstromverbrauch entspricht. Während der heutige Stromverbrauch des Verkehrssektors mit etwa 11 TWh noch sehr niedrig liegt, wächst er durch den zunehmenden Einsatz von batterieelektrischen Fahrzeugen auf etwa 73 TWh an. Auch der Betrieb von Direct Air Capture Anlagen, deren Einsatz zur Kompensation der im Jahr 2045 noch verbleibenden Restemissionen benötigt wird, erfordert einen signifikanten Stromeinsatz (ca. 72 TWh).

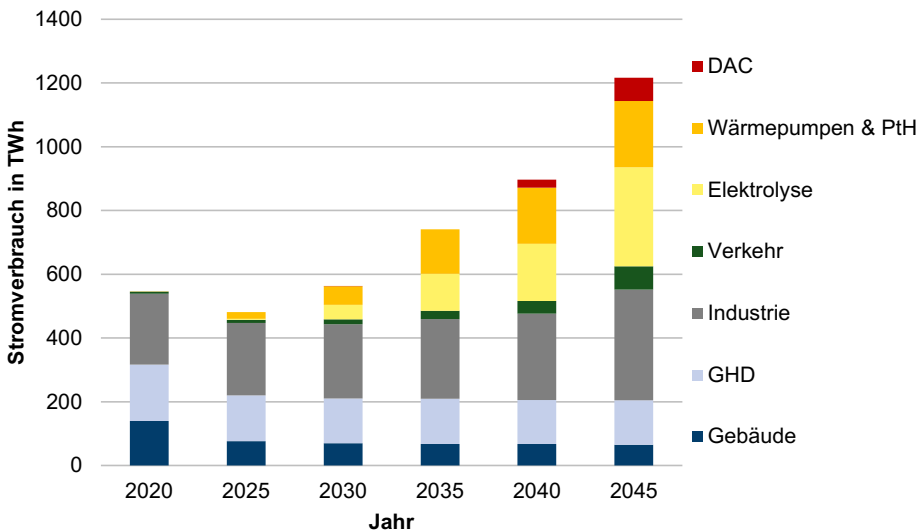


Abbildung 5.9: Stromverbrauch (ohne Exporte) im Szenario KSG2045

Der zunehmende Einsatz von Power to X Maßnahmen bewirkt einen starken Anstieg des Stromverbrauchs

Die Analysen zeigen, dass der Einsatz von stromeffizienteren Anwendungen eine kosten-effiziente Maßnahme darstellt. Unter der Randbedingung der Kostenoptimalität werden die Effizienzpotenziale schon zu Beginn des Transformationszeitraums vollständig ausgeschöpft. Da der CO₂-Fußabdruck durch den Einsatz fossiler Energieträger zur Stromerzeugung zu Beginn der Transformationsphase noch hoch ist, besitzen Stromeinsparmaßnahmen gerade in dieser Phase einen besonderen Stellenwert. Besonders hohe Einsparpotenziale bestehen im Haushalts- sowie GHD-Sektor, die zu Verbrauchsrückgängen um 53% bzw. 21% in den betreffenden Sektoren führen. Zu beachten ist beim Stromverbrauch des Haushaltssektors, dass im Jahr 2020 der Stromverbrauch für die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung in Höhe von ca. 22 TWh inbegriffen ist. Ab dem Jahr 2025 ist der Stromverbrauch der Wärmepumpen jedoch getrennt ausgewiesen, sodass ein Teil des Verbrauchsrückgangs auf diese bilanzielle Trennung zurückzuführen ist. Durchgeführte Einsparmaßnahmen im Haushalts- und GHD-Sektor sind vor allem der konsequente Austausch ineffizienter Leuchtmittel (z.B. Umstellung von Glühlampen oder Halogenröhren auf

LED-Lampen) oder das Ersetzen von Haushaltsgeräten wie Kühlschränken oder Waschmaschinen durch Geräte der höchsten Effizienzklasse. Würden die Einsparpotenziale nicht ausgeschöpft, läge der Stromverbrauch im Jahr 2030 mit ca. 650 TWh deutlich höher. Die zunehmende Elektrifizierung von Prozessen in der Industrie führt bis zum Jahr 2045 zu einem Stromverbrauch, der mit einem Wert von 346 TWh um über 50% über dem heutigen industriellen Stromverbrauch liegt (vgl. Abbildung 5.9).

Das Erschließen von Stromeinsparpotenzialen ist kosteneffizient und führt zu einem geringeren Kapazitätsbedarf.

Für das europäische Ausland wird davon ausgegangen, dass ähnlich starke Anstrengungen unternommen werden, um die Treibhausgasemissionen drastisch zu reduzieren. Die modellbasierten Analysen zeigen, dass sich Deutschland im Jahr 2045 zu einem Netto-Stromimporteur (ca. 10 TWh) entwickelt.

Um den steigenden Stromverbrauch zu decken, ist eine deutliche Zunahme der Kraftwerkskapazität notwendig. So steigt die installierte Leistung über den gesamten Transformationszeitraum kontinuierlich an und erreicht im Jahr 2045 einen Wert von insgesamt 844 GW. Gegenüber heute bedeutet dies eine nahezu Vervierfachung der installierten Erzeugungskapazität (vgl. Abbildung 5.10). Dabei entsprechen die auslaufenden Kohlekraftwerkskapazitäten den Festlegungen des Kohleausstiegsgesetzes. Windkraft und Photovoltaik bilden zukünftig das Rückgrat der deutschen Stromversorgung.

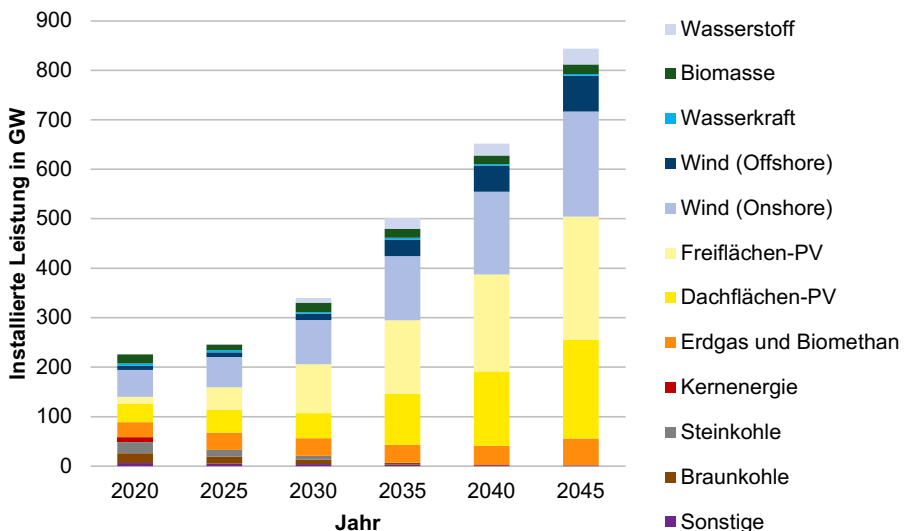


Abbildung 5.10: Entwicklung der installierten Leistung (ohne Speicher) bis zum Jahr 2045

Ein forcierter Ausbau erneuerbarer Energien ist grundlegende Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende.

Bei der Ermittlung der Kapazitäten für Windkraft und Photovoltaik wird wie folgt vorgegangen: Ausgangspunkt bilden detaillierte Potenzialanalysen (siehe Anhang A), mit denen für Windkraft und Photovoltaik maximal mögliche Potenziale und Einspeisezeitreihen mit hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung ermittelt wurden. Diese wiederum sind Eingangsparameter für das FINE.NESTOR Energiesystemmodell und liegen den daran anschließenden Modellrechnungen zugrunde. Mit Hilfe des Energiesystemmodells, das das gesamte Energiesystem in den Blick nimmt, wird aus einer kostenoptimalen Perspektive ermittelt, bis zu welchem Grad die maximal möglichen Potenziale in Anspruch genommen werden müssen. Die in dieser Studie zugrunde gelegten Potenziale für den Photovoltaik- und Windenergieausbau sind in Tabelle 5.2 aufgelistet. Hierbei ist zu beachten, dass die Potenziale für die Onshore-Windenergie und die Dachflächen-Photovoltaik mit den in Anhang A dargestellten Vorgehensweisen für diese Studie berechnet wurden, während sich die Potenziale für Offshore-Windenergie und Freiflächen-Photovoltaik auf umfangreiche Potenzialanalysen aus [23] und [30] stützen.

Tabelle 5.2: Potenziale für den Photovoltaik- und Windenergieausbau in Deutschland

	Potenzial in GW	Methodik/ Quelle
Offshore Windenergie	82,2	[30]
Onshore Windenergie	363,6	siehe Anhang A
Freiflächen-Photovoltaik	248,4	[23]
Dachflächen-Photovoltaik	454,7	siehe Anhang A

Die Berechnungen verdeutlichen, dass für das Erreichen von Treibhausgasneutralität ein massiver Ausbau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen notwendig ist. Bereits bis zum Jahr 2030 muss die installierte Leistung von PV- und Windenergieanlagen gegenüber heute (Stand 2021) auf ca. 251 GW verdoppelt werden. Davon entfallen ca. 150 GW auf Photovoltaik und ca. 101 GW auf Windenergie an Land und auf See. Bis zum Jahr 2045 muss die installierte Leistung dieser Technologien auf insgesamt ca. 734 GW gesteigert werden. Hierbei beträgt die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen im Jahr 2045 etwa 450 GW, die sich zu 45% auf Dach-PV und zu 55% auf Freiflächen-PV aufteilt. Das Potenzial für Freiflächen-PV wird dabei vollständig und für Dachflächen-PV zu etwa 44% ausgeschöpft. Um die PV-Kapazitäten im Jahr 2045 zu erreichen, sind über den gesamten Betrachtungszeitraum durchschnittliche Ausbauraten von ca. 15,8 GW pro Jahr notwendig, die damit mehr als dem Vierfachen der durchschnittlichen Ausbaurate der letzten 10 Jahre entsprechen.

Das Potenzial für eine Vervielfachung der heutigen Onshore-Windkraftleistung ist in ausreichendem Maße vorhanden.

Die Onshore-Windkraftleistung beträgt im Jahr 2045 ca. 213 GW und vervierfacht sich gegenüber der heute installierten Leistung. Hierfür sind durchschnittliche Ausbauraten von etwa 6,3 GW pro Jahr erforderlich. Die zuvor durchgeführten detaillierten Potenzialanalysen erlauben eine Einordnung des berechneten Kapazitätsbedarfs im Kontext von Abstandsregelungen (Abbildung 5.11).

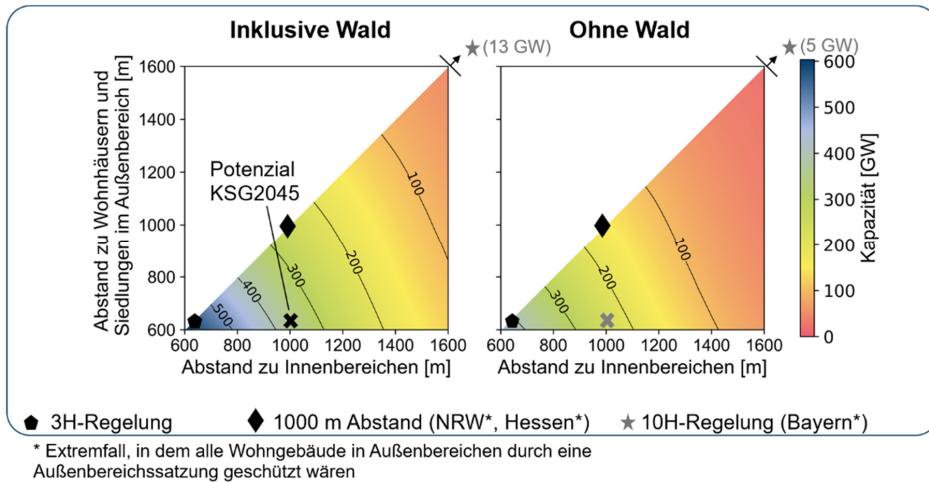


Abbildung 5.11: Onshore-Windkraftpotenzial in Abhängigkeit von Abstandsregelungen

Die Höhe des maximalen Wind-Onshore Potenzials hängt maßgeblich von den Abstandsregelungen ab, die sich je nach Bundesland und Kommunen sehr unterscheiden. Zu differenzieren ist zwischen dem Abstand zu Wohngebäuden und Siedlungen in sogenannten Innenbereichen sowie dem Abstand zu Wohngebäuden bzw. Wohngebieten ohne Bebauungspläne (Außenbereiche). Nimmt man für den Außenbereich eine Abstandsregelung an die lediglich Aspekte wie die optische Beeinträchtigung sowie Lärminderung berücksichtigt (ca. 618 m) und legt für den Innenbereich einen größeren Abstand von 1000 m zugrunde, errechnet sich unter Einbeziehung von Waldflächen ein Gesamtpotenzial von ca. 364 GW. Dieser Wert wurde dem Optimierungsmodell als maximal mögliches Potenzial vorgegeben. Die vom Modell berechnete notwendige Kapazität von 213 GW liegt deutlich unter dem maximal möglichen Potenzial. Die Potenzialausschöpfung beträgt ca. 59%, was einem Flächenbedarf von 2,8% an der Gesamtfläche Deutschlands entspricht. Selbst bei einem kategorischen Ausschluss aller Waldflächen wäre mit 240 GW theoretisch genügend Onshore-Windenergiepotenzial vorhanden, um die benötigte Erzeugungsleistung zu errichten.

Legt man eine Abstandsregelung von 1000 m sowohl für den Außenbereich wie auch den Innenbereich unter Berücksichtigung von Waldflächen zugrunde, verringert sich das maximal mögliche Potenzial zwar auf ca. 260 GW, würde aber immer noch ausreichen. Würde man die derzeit in Bayern geltende 10 h Regelung auf das gesamte Bundesgebiet übertragen, liegen die Potenziale lediglich bei 13 GW (inkl. Wald) bzw. 5 GW (ohne Wald). Dies bedeutet, dass selbst der heute bestehende Onshore-Windkraftpark (ca. 54 GW) unter diesen Randbedingungen nicht hätte errichtet werden können. Die Annahme der

Abstandsflächen spielt somit eine wichtige Rolle bei der Potenzialermittlung und ist eine der entscheidenden Stellschrauben für den Windkraftausbau.

Auch Offshore Windkraftanlagen spielen zukünftig eine wichtige Rolle. So steigt die installierte Kapazität im Jahr 2045 auf ca. 72 GW an. Das maximal mögliche Offshore-Potenzial wird damit zu 88% ausgeschöpft. Für den Aufbau der Kapazität sind im Durchschnitt jährliche Ausbauraten von ca. 2,6 GW erforderlich. Zum Ende der Transformationsphase spielen Gaskraftwerke auf der Basis von Biomethan und Wasserstoff eine wichtige Rolle. Die installierte Leistung dieser gasgefeuerten Kraftwerke beträgt im Jahr 2045 in Summe ca. 86 GW, was einem Anteil an der Gesamtkapazität von etwa 10% entspricht.

Die kosteneffizienten Stromeinsparpotenziale, die zu Anfang der Transformationsphase einen Rückgang des Stromverbrauchs bewirken, führen zunächst zu einer Abnahme der Bruttostromerzeugung. Aufgrund des stark steigenden Stromverbrauchs nimmt die Erzeugung im weiteren Zeitverlauf stark zu. Der Anteil der Erneuerbaren Energie an der gesamten Bruttostromerzeugung beträgt bereits im Jahr 2025 ca. 63% und erreicht bereits im Jahr 2030 einen Wert von über 90% (Abbildung 5.12). Diese schnelle Dekarbonisierung der Stromerzeugung ist eine wesentliche Voraussetzung, um den Einsatz von PtX-Anwendungen wie Wärmepumpen oder Elektrolyseuren zu ermöglichen. Nur wenn diese mit nahezu emissionsfreier Elektrizität betrieben werden können, stellen sie unter den gegebenen Treibhausgasminderungszielen eine kostenoptimale Maßnahme dar. Am Ende des Transformationspfades im Jahr 2045 basiert die Stromerzeugung dann ausschließlich auf CO₂-freien Energieträgern.

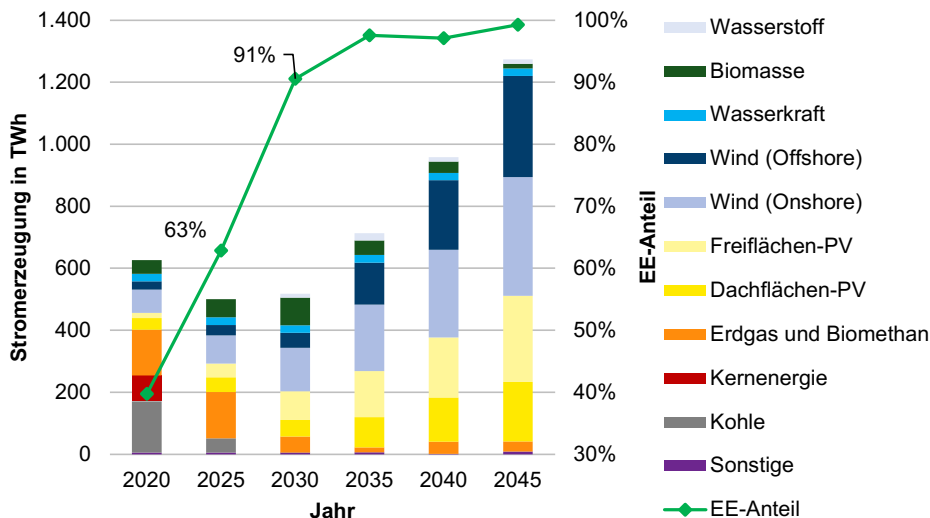


Abbildung 5.12: Bruttostromerzeugung im Szenario KSG2045

Bereits ab dem Jahr 2035 ist eine nahezu CO₂-freie Stromerzeugung notwendig.

Etwa 55% der im Jahr 2045 produzierten Strommenge stammt aus Windkraftwerken. Offshore-Windkraftanlagen machen einen Anteil von 25% und Onshore-Windkraftanlagen einen Anteil von 30% aus. Mit einem Anteil von ca. 37% tragen Photovoltaikanlagen zur Stromerzeugung bei. Der Anteil der Rückverstromung auf Basis von Wasserstoff liegt bei ca. 14 TWh und wird im Wesentlichen für den saisonalen Ausgleich zur Überbrückung von Dunkelflauten benötigt. Dies spiegelt sich auch in der geringen Auslastung wider, die im Jahr 2045 etwa 450 Volllaststunden beträgt. Mit ca. 590 bis 770 Volllaststunden nehmen Kraftwerke, die mit Biomasse, Biogas oder Biomethan betrieben werden, im Jahr 2045 eine ähnliche Rolle zum Ausgleich der volatilen Erzeugung von PV- und Windenergie sowie zur Überbrückung von Dunkelflauten ein. Hervorzuheben ist hierbei, dass diese Kraftwerke im Zuge der Transformation ihre Betriebsweise verändern, da Gaskraftwerke im Jahr 2025 mit ca. 4300 Volllaststunden und Biomasse- oder Biogaskraftwerke mit etwa 4700 Volllaststunden im Jahr 2030 eine noch deutlich höhere Auslastung aufweisen. Eine entsprechende Flexibilisierung dieser Anlagen ist daher notwendig.

Darüber hinaus zeigen die Analysen, dass es aus einer kostenoptimalen Gesamtsystemperspektive darstellbar ist, bis zum Jahr 2030 aus der Kohleverstromung auszusteigen. Hierbei wurden die im Kohlverstromungsbeendigungsgesetz festgelegten Kapazitätseckwerte für die Jahre 2030 (Steinkohle: 8 GW, Braunkohle: 9 GW) vorgegeben. Des Weiteren wurde angenommen, dass bis zum Jahr 2038 alle kohlegefeuerten Kraftwerke stillgelegt sind. Ob und in welchem Ausmaß die jeweiligen bis zum Jahr 2038 noch bestehenden Restkapazitäten ausgelastet werden, ist Ergebnis der Modellrechnungen. Die Ergebnisse zeigen, dass unter den gewählten Randbedingungen (z.B. Treibhausgasminderungsziele, Energiepreisentwicklungen etc.) im Jahr 2030 praktisch keine Stromerzeugung durch Kohlekraftwerke mehr stattfindet. Hinzuweisen ist in diesem Kontext insbesondere auf den im Jahr 2030 niedrigen Stromverbrauch, der durch die kosteneffiziente Umsetzung von Stromeinsparmaßnahmen geprägt ist und sich ebenfalls auf die Stromerzeugung auswirkt, die insgesamt gegenüber heute deutlich niedriger liegt. Einschränkend ist jedoch festzustellen, dass ein Kohleverstromungsausstieg darüber hinaus noch von vielen anderen Randbedingungen abhängt. Stromnetzdienliche Aspekte (z.B. Blindleistungsbereitstellung etc.) oder die regional sehr unterschiedlichen Besonderheiten bei der Stilllegung von Braunkohletagebauten sind im Zuge der Modellrechnungen nicht berücksichtigt. Eine Machbarkeit des Ausstiegs müsste daher nachgelagert analysiert werden, indem solche Effekte ebenfalls mit in den Blick genommen werden.

5.5.1 Exkurs: Ausbaugrenzen

Im KSG2045 Szenario werden bis zum Jahr 2045 in Summe mehr als 730 GW Stromerzeugungsleistung aus PV- und Windkraftanlagen benötigt. Zum Vergleich: Im Jahr 2021 waren lediglich ca. 56 GW Onshore-, 8 GW Offshore- und ca. 59 GW PV-Erzeugungsanlagen mit einer Gesamtkapazität von 123 GW installiert. Für den Ausbau der benötigten Kapazität im Jahr 2045 sind jährliche Ausbauraten notwendig, die weit über den maximalen Ausbauraten der letzten zehn Jahre liegen (vgl. Tabelle 5.3).

Tabelle 5.3: Vergleich der historischen und für das Szenario KSG45 benötigten Ausbauten der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten

<i>in GW/a</i>	Maximale Ausbauten der letzten 10 Jahre [31]	Benötigte Ausbauten für Szenario KSG2045
PV	9,0	15,8
Wind-Onshore	4,9	6,3
Wind-Offshore	2,3	2,6

Durch die Restriktion der zukünftigen Ausbauten auf maximale historische Ausbauten fehlen im Jahr 2045 etwa 250 GW an erneuerbarer Stromerzeugungsleistung (vgl. Abbildung 5.13). Durch die niedrigeren Ausbauten liegen die installierten Leistungen mit ca. 292 GW (Photovoltaik) bzw. ca. 138 GW (Onshore Windkraft) deutlich niedriger als im Szenario KSG2045. Folglich sinkt die Stromerzeugung durch PV-Anlagen im Jahr 2045 um ca. 153 TWh gegenüber dem Referenzszenario KSG2045, durch Windenergie wird ca. 163 TWh weniger Strom erzeugt. Zudem erhöht sich der Netto-Stromimport um 88 TWh auf 98 TWh im Jahr 2045.

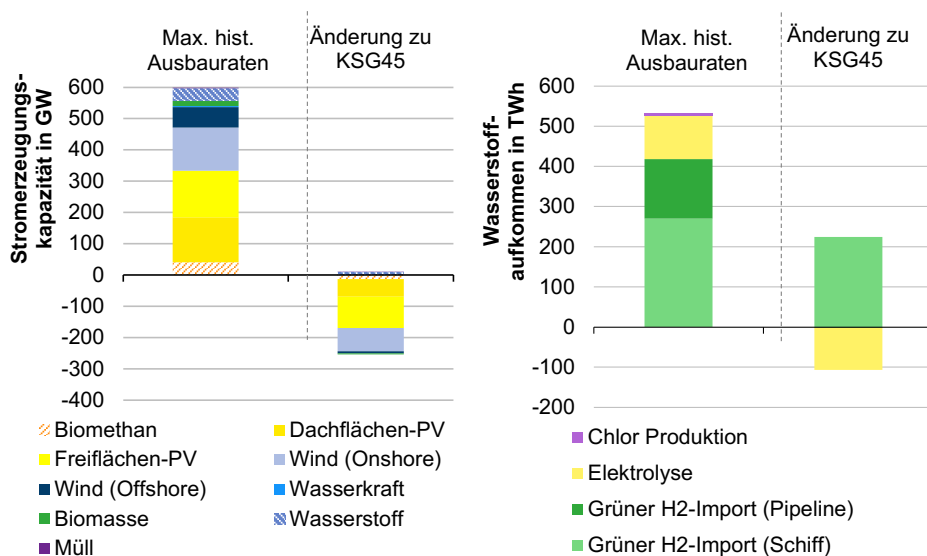


Abbildung 5.13: Stromerzeugungskapazitäten (links) und Wasserstoffaufkommen (rechts) des Exkurses (Max. hist. Ausbauten) im Jahr 2045 und Änderung zum Referenzszenario KSG2045

Dies wirkt sich insbesondere auf die inländische Elektrolyse aus, sodass etwa 105 TWh weniger Wasserstoff auf diesem Weg hergestellt werden. Da der Wasserstoffbedarf gleichzeitig um ca. 120 TWh steigt, muss etwa 225 TWh mehr Wasserstoff per Schiff aus Nord-europa importiert werden. Damit einhergehend steigt der H₂-Importanteil von 47% auf 78%.

Hierbei wird der zusätzliche Wasserstoff vor allem zur Stromerzeugung durch Rückverstromung in Gasturbinen (+48 TWh H₂) und im Industriesektor zur Prozesswärmeerzeugung (+38 TWh H₂) eingesetzt. Kostenseitig führt die Begrenzung der zukünftigen Ausbauraten zu jährlichen Mehrkosten in Höhe von 5,5 Mrd. € im Jahr 2045, was einem Anstieg von ca. 4% entspricht.

Ohne einen forcierten Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung entstehen Mehrkosten und eine erhöhte Wasserstoffimportabhängigkeit.

5.6 Wasserstoffverbrauch und -aufkommen

Für das Gelingen der Energiewende und das Erreichen der Treibhausgasneutralität spielt die Nutzung von Wasserstoff eine entscheidende Rolle. Die Analysen zeigen, dass bereits im Jahr 2030 ca. 104 TWh (ca. 3,1 Mio. t) Wasserstoff benötigt werden (vgl. Abbildung 5.14). Dieser Bedarf steigt bis zum Jahr 2045 auf ca. 412 TWh (ca. 12 Mio. t). Hierbei ist der Industriesektor mit ca. 267 TWh der größte Verbraucher und wird im Nachfolgenden (siehe Kpt. 5.10) separat analysiert. Daneben hat der Verkehrssektor mit ca. 117 TWh (ca. 3,5 Mio. t) ebenfalls einen hohen Wasserstoffbedarf. Dieser wird mit ca. 63% der Wasserstoffnachfrage durch den Lkw-Transport dominiert, während sich der verbleibende Wasserstoffbedarf auf Pkw, Busse, Züge und Kleintransporter verteilt. Darüber hinaus werden ca. 24 TWh Wasserstoff im Energiesektor zur Rückverstromung in Gasturbinen eingesetzt, um eine sichere Stromversorgung aufrechtzuerhalten.

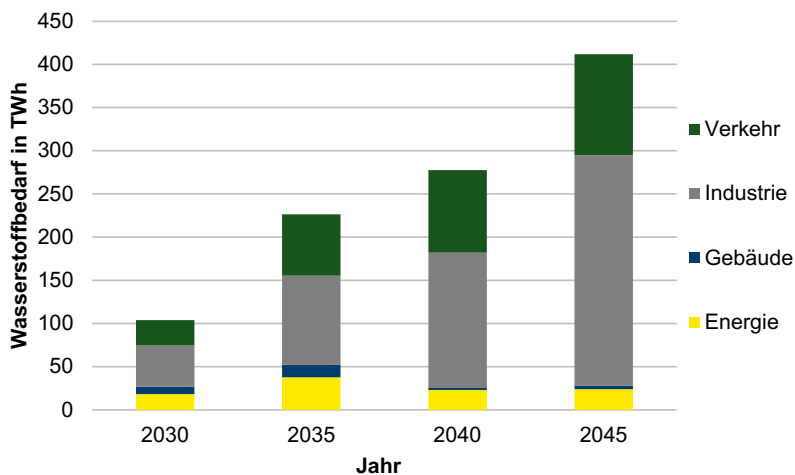


Abbildung 5.14: Wasserstoffbedarf nach Sektoren aufgeteilt

Im Jahr 2030 werden ca. 29 TWh Wasserstoff inländisch durch Elektrolyseure erzeugt, wofür eine installierte Elektrolyseleistung von ca. 15 GW benötigt wird. Die sonstige inländische Wasserstofferzeugung umfasst Dampfreformer und Wasserstoff, der bei der Chlorproduktion als Nebenprodukt anfällt (vgl. Abbildung 5.15).

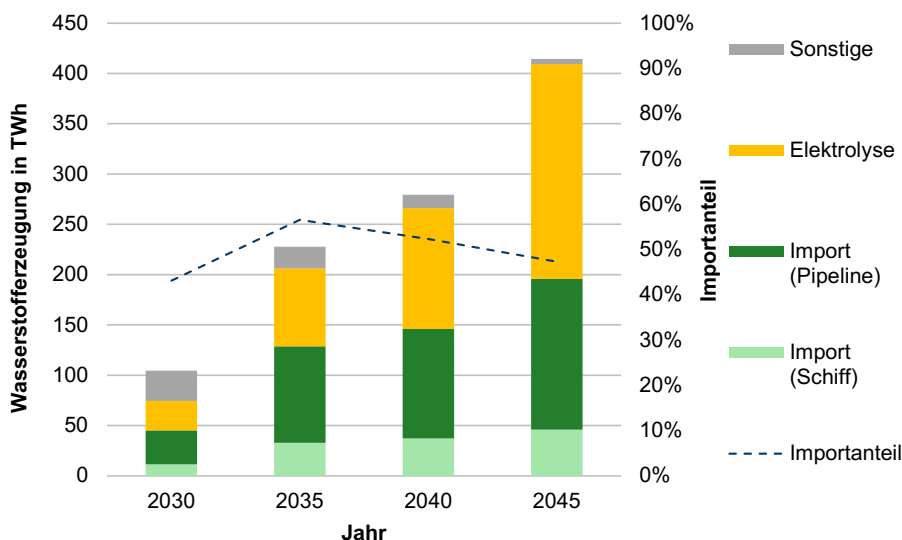


Abbildung 5.15: Wasserstoffherzeugung bzw. -aufkommen

Bis 2045 steigt die inländische Wasserstoffherzeugung durch Elektrolyseure auf ca. 213 TWh (ca. 6,4 Mio. t); gleichermaßen steigt die installierte Elektrolyseleistung auf ca. 71 GW. Der Importanteil der gesamten Wasserstoffbereitstellung liegt im Jahr 2045 bei 47% (196 TWh). Hierbei werden 150 TWh (ca. 4,5 Mio. t) über Pipelines aus Südeuropa und Nordafrika importiert (vgl. Abbildung 5.16), die Importkosten von ca. 2,3 €/kg_{H₂} sind hierbei als Grenzübergangspreis zu verstehen. Da nur ein Importpotenzial von 150 TWh aus Südeuropa und Nordafrika für Deutschland angenommen wird, werden darüber hinaus 46 TWh Wasserstoff aus Nordeuropa importiert. Die durchschnittlichen Importkosten liegen bei ca. 3,2 €/kg_{H₂} für Importe via Schiff aus dem Vereinigten Königreich (ca. 23 TWh), Irland (ca. 14,3 TWh) und Norwegen (ca. 8,7 TWh). Hierbei liegt der Anteil der Schiffstransportkosten an den Importkosten für diese Regionen bei unter 7 ct/kg_{H₂}.

Wasserstoff ist ein wichtiger Baustein der Energiewende

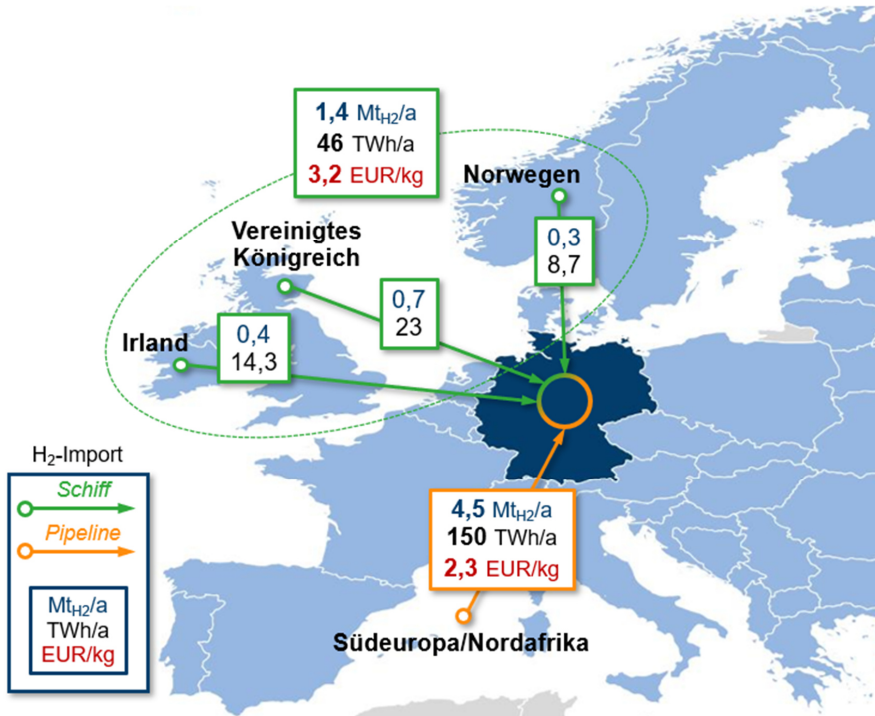


Abbildung 5.16: Wasserstoff-Importe nach Deutschland im Jahr 2045 unter Berücksichtigung der Importmengen und -kosten

Das Gesamtbild der weltweiten Wasserstoffversorgung nach einer kostenoptimalen Verteilung für alle Akteure mit dem Optimierungsmodell InfH2 ist in Abbildung 5.17 dargestellt. Es zeigt sich, dass Europa die größte Menge des Wasserstoffs aus Libyen importiert (ca. 33,2 Mio. t). Die USA importiert hauptsächlich Wasserstoff aus Kanada, Südamerika und Island, während der asiatische Raum vor allem mit Wasserstoff aus dem Nahen Osten versorgt wird. Zu beachten ist, dass durch den Ansatz der Kostenminimierung die Ergebnisse dem optimalen Verteilungsfall unter rein techno-ökonomischen Aspekten entsprechen. Geopolitische Einflüsse sowie das reale Marktverhalten der Akteure sind nicht in den Ergebnissen enthalten.

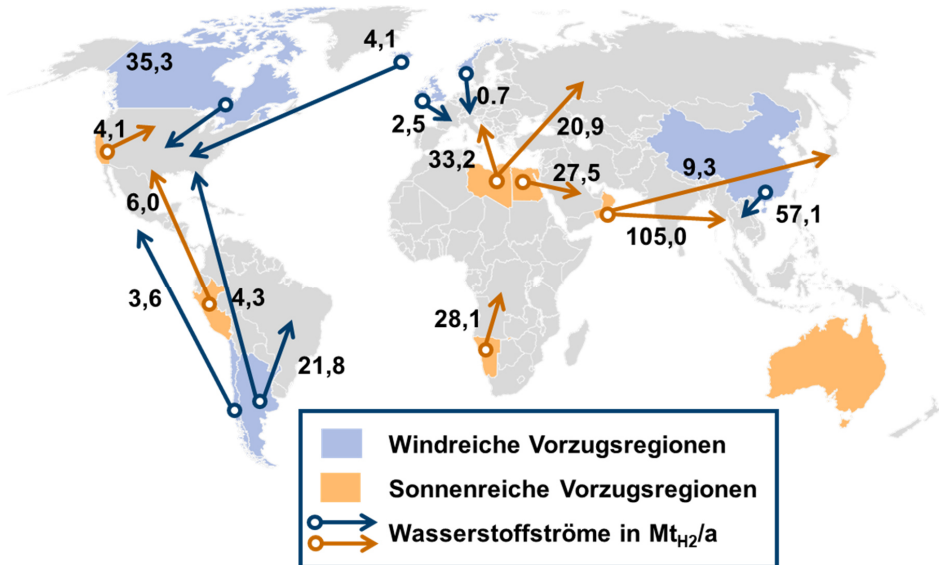


Abbildung 5.17: Kostenoptimale globale Wasserstoffallokation im Jahr 2045

Aufgrund der Abkehr von fossilen Energieträgern ist davon auszugehen, dass die Bedeutung des Gasnetzes für den Transport von Erdgas signifikant abnehmen wird. Deshalb wird auf Basis der Untersuchungen aus Cerniauskas et al. [32] angenommen, dass das Hochdruckbestandsnetz zum Gastransport auf den Transport von Wasserstoff umgestellt werden kann und dadurch die Kosten zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur signifikant gesenkt werden können. Im räumlich aufgelösten Optimierungsmodell FINE.Infrastructure werden hierfür die Trassenverläufe und Durchmesser des Fernleitungsgasnetzes hinterlegt [32]. Mit der gewählten räumlichen Repräsentation werden knapp 14.500 km Hochdruckbestandsnetz berücksichtigt, das auf den Wasserstofftransport umgestellt werden kann, wobei die Versorgung der Regionen mit Erdgas und Biomethan sichergestellt werden muss. Zusätzlich können neue Wasserstoffpipelines zugebaut werden, um weitere Regionen an das Gasnetz anzuschließen und die Übertragungskapazitäten zu steigern. Dabei erfolgt der Neubau entlang des Bestandnetzes mit Stichleitungen zu den Regionsmittelpunkten. Abbildung 5.18 zeigt die kostenoptimierte Auslegung der Wasserstoffinfrastrukturen für das Jahr 2045 im Zusammenspiel mit der heimischen grünen Wasserstofferzeugung via Elektrolyse und dem Import von grünem Wasserstoff. Die heimische Wasserstofferzeugung ist maßgeblich im Norden und Osten des Landes lokalisiert. Diese Standorte sind von einer hohen Stromerzeugung durch Windkraftanlagen sowohl an Land als auch auf See geprägt. Die Anbindungen der Offshore-Windparks und die Verfügbarkeit von Salzkavernen, welche als Wasserstoffspeicher genutzt werden können, sorgen hierbei insbesondere für hohe Wasserstofferzeugungsraten im nordwestlichen Niedersachsen. Geringfügig wird auch Wasserstoff in Regionen in Bayern erzeugt, deren Stromerzeugung von PV-Anlagen dominiert wird.

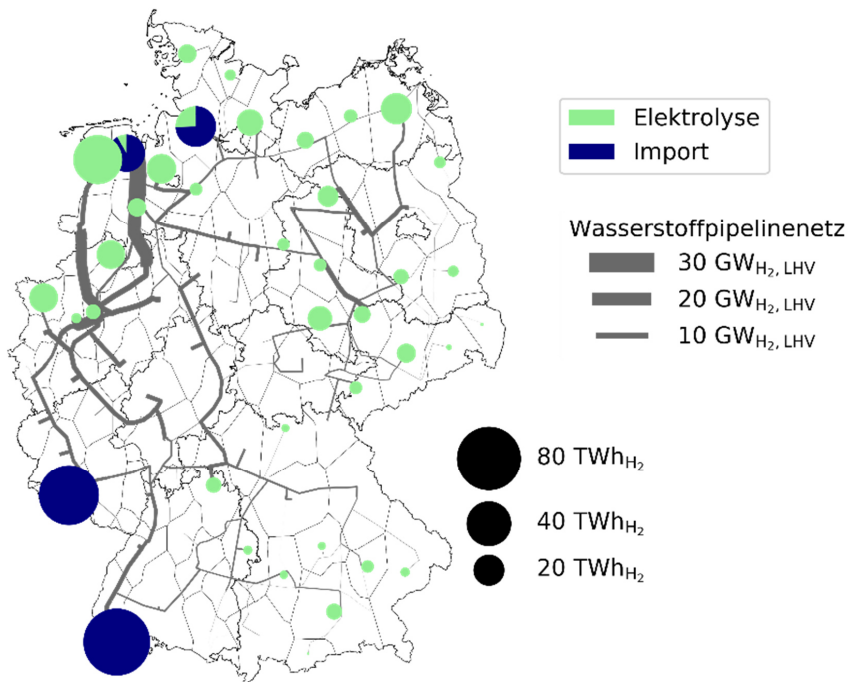


Abbildung 5.18: Optimierte Wasserstoff-Pipelineinfrastruktur im Jahr 2045

Die größten Transportkapazitäten des Wasserstoffnetzes verbinden die Importterminals und Elektrolysestandorte an der Nordsee mit den großen Industriezentren in Nordrhein-Westfalen. Gleichzeitig werden die Importe aus Spanien und Algerien über Pipelines an den Grenzübergangspunkten im Saarland und in Baden-Württemberg in das Wasserstoffnetz eingespeist und weiterverteilt. Der Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur ist dabei maßgeblich von der Umstellung des Bestandsgasnetzes geprägt. Etwa 90 % des berücksichtigten Gasnetzes werden auf den Wasserstofftransport umgestellt. Dies entspricht einer Pipelinelänge von etwa 13.000 km. Abbildung 5.19 zeigt den Aufbau des Wasserstofftransportnetzes unterteilt in Umstellung des Bestandnetzes und Neubau. Der Neubau von Wasserstoffpipelines beläuft sich auf rund 1.000 km mit Durchmessern von maximal 800 mm und beschränkt sich hauptsächlich auf Regionen in Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen. Diese Regionen zeichnen sich durch eine hohe Wasserstoffnachfrage (Nordrhein-Westfalen) und durch eine hohe Speicherkapazität in Salzkavernen (Niedersachsen) aus.

Die Pipelines aus den Grenzregionen mit Pipelineimporten in Baden-Württemberg und Saarland weisen die höchsten durchschnittlichen Auslastungen auf, da der Wasserstoff von Süd nach Nord aus den Importregionen zu den Verbraucherstandorten transportiert werden muss. Die Umstellung der bereits vorhandenen Pipelines ist in diesen Bereichen bereits ausreichend, um den importierten Wasserstoff zu transportieren. Die Auslegung des Wasserstoffnetzes erfolgt in dieser Berechnung nur für die Transmissionspipelines.

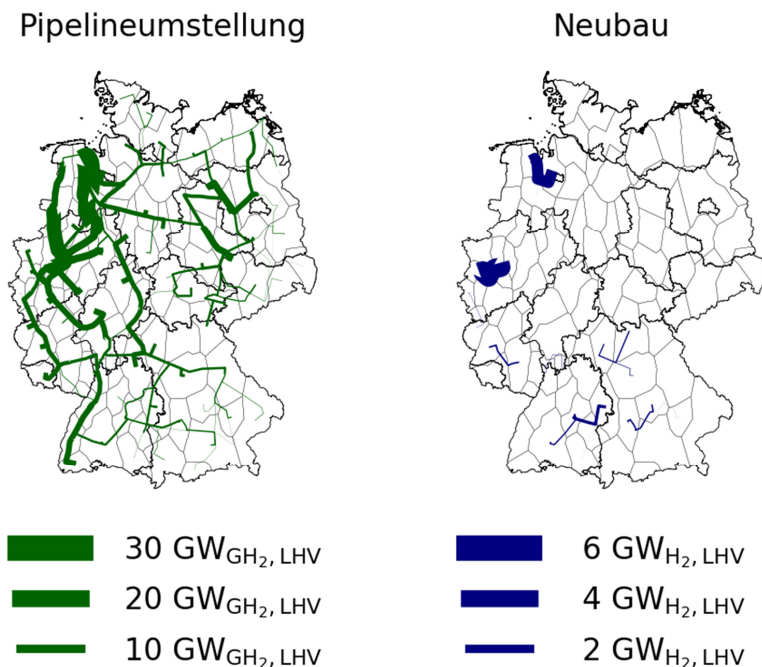


Abbildung 5.19: Umstellung und Neubau von Pipelines zum Aufbau einer Wasserstofftransportinfrastruktur

5.6.1 Exkurs: Wasserstoffimportkosten

Aufgrund der wichtigen Rolle von Wasserstoff in den Analysen, werden im Folgenden die Kosten für den Wasserstoffimport nach Deutschland variiert und die Auswirkungen auf das Energiesystem analysiert. Die im Szenario KSG2045 für das Jahr 2045 angesetzten Importkosten für Wasserstoff per Schiff von 3,22 €/kg H₂ sind Ergebnis des Simulationsmodells InfH2. Dagegen ist der Import via Pipeline mit 2,31 €/kg deutlich günstiger. Im Rahmen des folgenden Exkurses werden die Importkosten für alle Importarten auf einheitliche 2,22 €/kg gesetzt, was einem optimistischen Szenario entspricht. Im Gegensatz dazu stellt die Erhöhung der Importkosten auf 4,22 €/kg H₂ eine pessimistische Annahme für den Fall dar, dass kein rechtzeitiger Hochlauf einer europäischen Wasserstoffwirtschaft stattfindet. Die zentralen Ergebnisse dieses Exkurses sind in Tabelle 5.4 aufgelistet.

Tabelle 5.4: Übersicht über den Exkurs: Variation der Wasserstoff-Importkosten

Jahr 2045	geringe Im- portkosten	KSG2045	hohe Import- kosten
H₂-Importkosten	2,22 €/kg	3,22 €/kg	4,22 €/kg
H₂-Bedarf	603 TWh	412 TWh	379 TWh
inländische Elektrolyseleistung	37 GW _{H₂}	71 GW _{H₂}	111 GW _{H₂}
H₂-Importanteil	84%	47%	0%
Stromverbrauch	1004 TWh	1216 TWh	1457 TWh
Installierte Leistung Windenergie und PV	576 GW	734 GW	886 GW
Saldierte Mehrkosten gegenüber KSG2045 in%	- 7,2%	0	+ 1,1%

Geringe H₂-Importkosten führen zu einer Erhöhung der Importe und zu einer Steigerung des Wasserstoffbedarfs auf insgesamt ca. 603 TWh. Der Anstieg ist vor allem durch die Nutzung von Wasserstoff zur Prozesswärmeerzeugung im Industriesektor zu begründen (vgl. Abbildung 5.20), da hierfür ca. 154 TWh_{H₂} mehr Wasserstoff eingesetzt wird. Dadurch werden in der Hochtemperatur-Prozesswärmeerzeugung ca. 122 TWh Biomasse ersetzt, die dann vor allem in Kraftwerken oder KWK-Anlagen zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Da viele dieser Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung betrieben werden und das abgeschiedene CO₂ anschließend permanent gespeichert wird, entstehen auf diesem Weg ca. 31 Mio. t CO₂ mehr an negativen Emissionen gegenüber dem KSG2045 Szenario. Gleichzeitig werden ca. 31 Mio. t CO₂ weniger von DAC-Anlagen aus der Luft gefiltert. Darüber hinaus wird bei geringeren Importkosten auch ca. 15 TWh_{H₂} mehr Wasserstoff zur Rückverstromung eingesetzt.

Im Gegensatz dazu führen höhere Importkosten nur zu einer leichten Abnahme des Wasserstoffbedarfs auf 379 TWh. Hierbei bleibt die Wasserstoffnachfrage in der Industrie und im Verkehr konstant, allerdings findet keine Rückverstromung auf der Basis von Wasserstoff mehr statt. Die Dunkelflaute (siehe Kpt. 5.8) wird dann durch den Einsatz von Biome-
than in Gasturbinen oder Biomasse in anderen flexiblen Kraftwerken überbrückt.

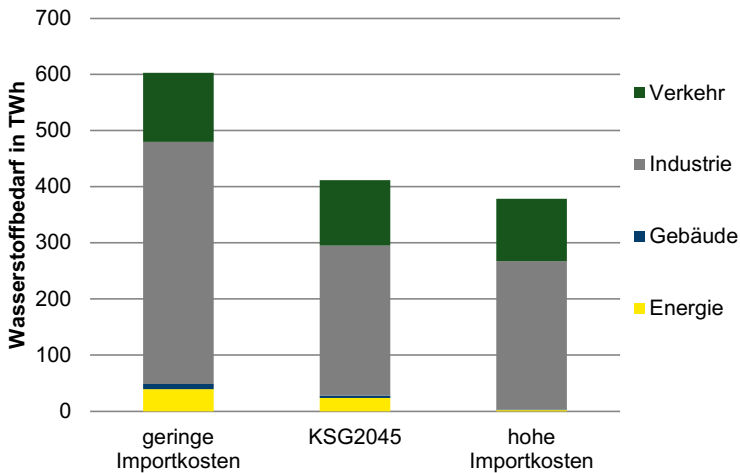


Abbildung 5.20: Wasserstoffbedarf im Jahr 2045

Die Höhe der H₂-Importkosten hat einen erheblichen Einfluss auf den Ausbau an Erneuerbaren Energien und auf die inländische Elektrolysekapazität

Parallel zur Zunahme des Wasserstoffbedarfs bei geringen Importkosten steigt auch der Importanteil aufgrund der Kostenvorteile gegenüber der inländischen Erzeugung auf 84%; es werden in diesem Fall 507 TWh Wasserstoff importiert (vgl. Abbildung 5.21). Zum Vergleich: Im Szenario KSG2045 beträgt der vergleichbare Importanteil ca. 47%; es werden 196 TWh Wasserstoff importiert. Der zusätzlich benötigte Wasserstoff von 311 TWh wird dabei innerhalb Europas durch Schiffsimporte aus den windreichen Regionen im Norden Europas nach Deutschland importiert, da keine Steigerung des Imports via Pipeline angenommen wurde. Zusätzlich zu Norwegen (ca. 41,3 TWh_{H₂}), Großbritannien (ca. 101 TWh_{H₂}) und Irland (ca. 59 TWh_{H₂}) wird der Wasserstoff ebenfalls aus Island (ca. 154 TWh_{H₂}) importiert. Dies liegt daran, dass aufgrund des erhöhten Wasserstoffbedarfes sämtliches ökonomisches Wasserstoffpotential aus Norwegen, Großbritannien und Irland für den Export nach Deutschland genutzt wird. Dies führt einerseits dazu, dass das restliche Europa vollständig auf Wasserstoffimporte aus Libyen ausweicht und andererseits der darüber hinaus benötigte Wasserstoff aus Island nach Deutschland importiert wird. Außerdem sinkt der Stromverbrauch aufgrund deutlich geringerer inländischer H₂-Produktion durch Elektrolyse um ca. 212 TWh, was auch den benötigten Zubau an PV-Anlagen und Windturbinen deutlich verringert. Im Jahr 2045 sinkt die installierte Leistung von PV-Anlagen dadurch um ca. 82 GW auf 368 GW, die erforderliche Leistung durch Windkraftwerke an Land und auf See sinkt um ca. 76 GW auf 209 GW. Ebenso sinkt die installierte Leistung der Elektrolyseure auf 37 GW_{H₂}.

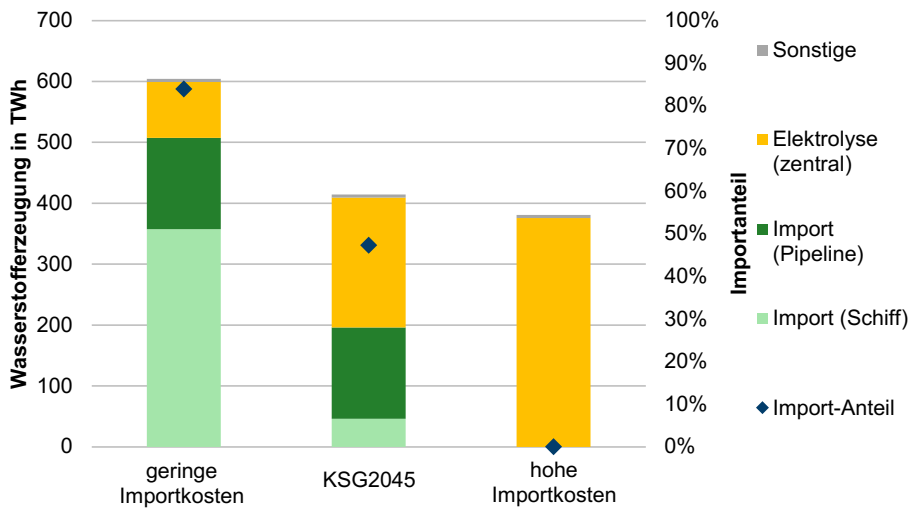


Abbildung 5.21: Wasserstoffherzeugung im Jahr 2045

Für den Fall hoher H_2 -Importkosten ist festzustellen, dass die gesamte Wasserstoffnachfrage und damit die -erzeugung gegenüber dem KSG2045 Szenario nur geringfügig abnimmt. Höhere Importkosten führen zu einem vollständigen Verzicht auf H_2 -Importe, da die inländische Erzeugung über Elektrolyseure in diesem Fall kostengünstiger ist. Hierfür muss die installierte Elektrolyseleistung auf 111 GW_{H_2} im Jahr 2045 gesteigert werden. Für den zusätzlichen Stromverbrauch von 241 TWh müssen entsprechend 152 GW an zusätzlichen PV- (+80 GW) und Windkraftwerken (+72 GW) zugebaut werden. Neben der Freiflächen-Photovoltaik wird nun auch das Potenzial an Offshore-Windenergie in Höhe von 82,2 GW vollständig ausgenutzt. Der zusätzliche Ausbau konzentriert sich daher auf Dachflächen-Photovoltaik (280 GW installiert in 2045) und Onshore Wind (275 GW installiert). Während die Potenziale für eine vollständige Versorgung durch inländisch produzierten Wasserstoff dementsprechend vorhanden sind, müssten sich dafür die Ausbauraten gegenüber dem KSG2045 Szenario noch einmal deutlich erhöhen. Insgesamt wären über den ganzen Betrachtungszeitraum durchschnittliche Ausbauraten von ca. 19 GW pro Jahr für Photovoltaik, ca. 9,2 GW pro Jahr für Onshore Windenergie und ca. 3 GW pro Jahr für Offshore Windenergie notwendig.

5.7 Wärmenachfrage, -bereitstellung und -speicher

Neben einer Dekarbonisierung der Stromerzeugung ist auch die Wärmeerzeugung bis 2045 möglichst vollständig auf emissionsfreie Energieträger umzustellen. Der gesamte Wärmebedarf ist in Abbildung 5.22 aufgeteilt nach Raumwärme- und Warmwassernachfrage sowie Prozesswärmenachfrage dargestellt. Während die Prozesswärme anhand ihrer Temperaturniveaus in Niedertemperatur-, Mitteltemperatur- und Hochtemperaturprozesswärme aufgeteilt ist, wird die Raumwärme- und Warmwassernachfrage in die dezentrale Nachfrage in den Gebäuden sowie in Nah- und Fernwärme unterschieden. Im Gebäudebereich sinkt

die Raumwärme- und Warmwassernachfrage von ca. 777 TWh im Jahr 2020 um etwa 26% auf ca. 573 TWh im Jahr 2045. Dies ist auf Effizienzsteigerungen und Wärmedämmmaßnahmen im Rahmen der Gebäudesanierung zurückzuführen. Im Gegensatz dazu steigt die Prozesswärmenachfrage um etwa 71% auf ca. 408 TWh im Jahr 2045. Dieser Anstieg ist vor allem durch zusätzliche Nachfrage nach Niedertemperaturprozesswärme (<100°C) für DAC-Anlagen in Höhe von etwa 139 TWh im Jahr 2045 bedingt. Trotz steigender Bruttowertschöpfung steigt die Nachfrage nach Hochtemperaturprozesswärme (>500°C) bis 2045 nur um etwa 3%, die Nachfrage nach Mitteltemperaturprozesswärme um etwa 20%.

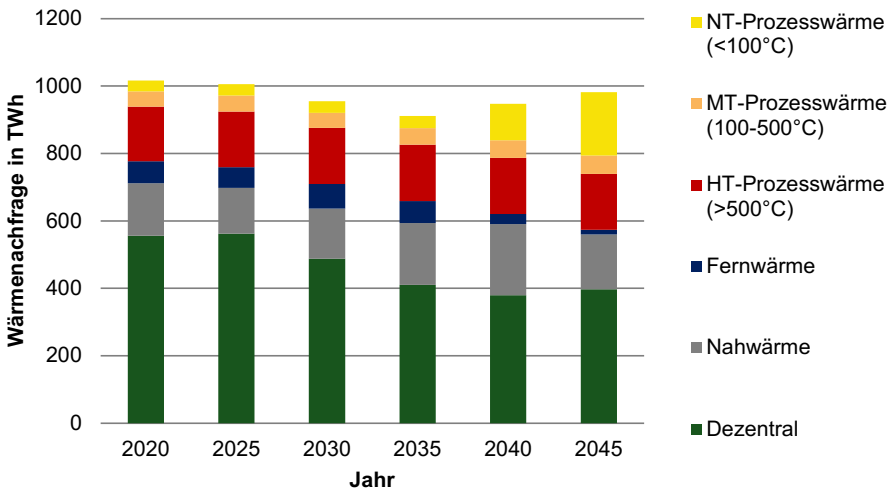


Abbildung 5.22: Wärmenachfrage nach Art und Temperaturniveau

In der Wärmeerzeugung (vgl. Abbildung 5.23) findet bis 2045 eine vollständige Dekarbonisierung statt. Zu beachten ist bei dieser Darstellung, dass die eingesetzten Energieträger ausgewiesen sind und die Umweltwärme, die in Wärmepumpen genutzt wird, nicht bilanziert ist. Bis 2030 findet bereits ein fast vollständiger Ausstieg aus der Nutzung von Braunkohle und Erdöl zur Wärmeerzeugung statt, Steinkohle wird ab 2030 größtenteils nur noch in Hochöfen der Stahlindustrie verwendet. Ebenfalls geht die Nutzung von Erdgas zur Wärmeerzeugung bereits ab 2030 deutlich zurück, im Jahr 2045 ist die Wärmeerzeugung dann vollständig dekarbonisiert. Im Folgenden wird in Abbildung 5.24 detailliert erläutert, wie sich die Prozesswärmeerzeugung im Jahr 2045 darstellt. Die Transformation der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung wird im Folgenden in Abbildung 5.25 aufgezeigt.

Bereits bis zum Jahr 2030 muss eine Abkehr von Heizöl und Kohle in der Wärmeerzeugung stattfinden

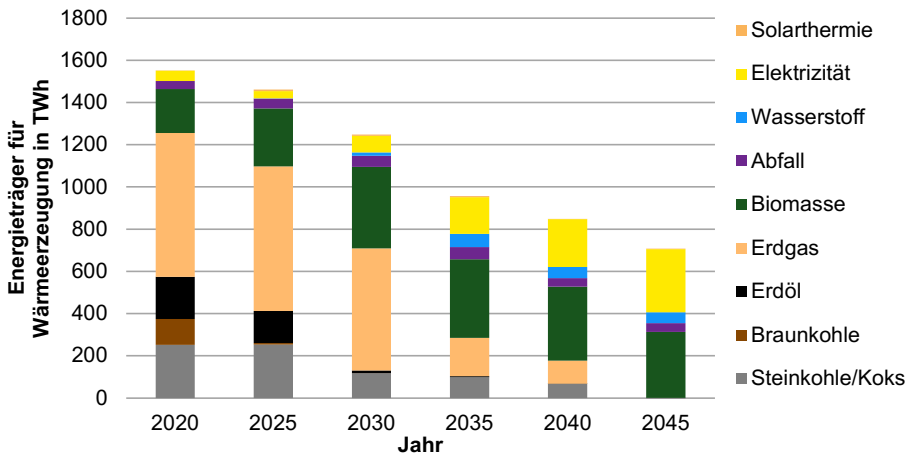


Abbildung 5.23: Gesamtwärmeerzeugung nach Energieträger

Die Prozesswärme wird im Jahr 2045 überwiegend durch Biomasse und Elektrizität bereitgestellt (vgl. Abbildung 5.24). Für die Produktion von Hochtemperaturprozesswärme ($>500^{\circ}\text{C}$) wird hierbei vor allem Biomasse in Form von torrefizierter Biokohle verwendet und dadurch ca. 158 TWh Wärme erzeugt. Hingegen überwiegt im Bereich der Mitteltemperaturprozesswärme $100\text{--}500^{\circ}\text{C}$ die direkte Nutzung von Elektrizität in Power-to-Heat (PtH) Anwendungen wie z.B. Elektrodenkesseln mit etwa 48 TWh bereitgestellter Wärme. Für die Erzeugung von Niedertemperaturprozesswärme ($<100^{\circ}\text{C}$) werden vor allem Hochtemperaturwärmepumpen verwendet, die etwa 137 TWh Wärme bereitstellen. Ergänzt wird die Prozesswärmeerzeugung im Nieder- und Mitteltemperaturbereich durch die Nutzung von Abfall und holzartiger Biomasse in KWK-Anlagen. Wasserstoff wird hingegen nur für die Erzeugung von Hochtemperaturprozesswärme eingesetzt.

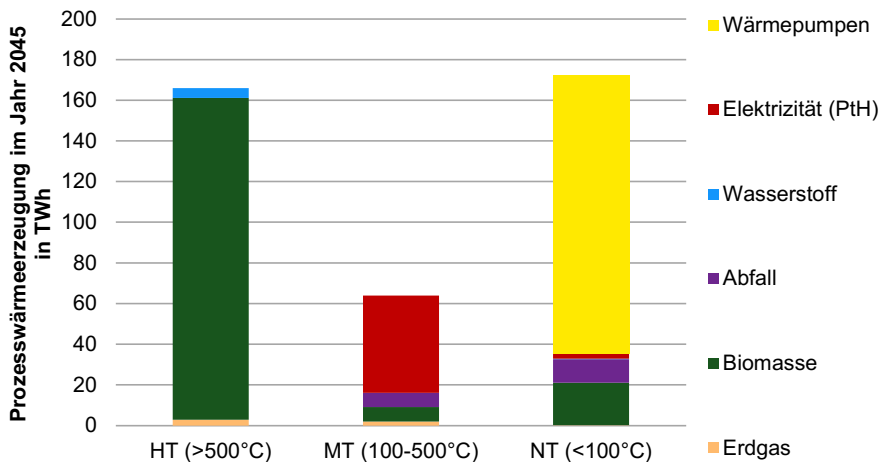


Abbildung 5.24: Prozesswärmeerzeugung nach Temperaturniveaus im Jahr 2045

In der Raumwärme- und Warmwasserversorgung werden derzeit noch überwiegend fossile Energieträger eingesetzt, wobei Erdgas mit etwa 416 TWh im Jahr 2020 der meistgenutzte Energieträger ist (vgl. Abbildung 5.25). Im Zuge der Transformation findet bereits im Jahr 2030 keine Nutzung von Braun- und Steinkohle in der Fernwärmeerzeugung mehr statt. Ebenfalls reduziert sich der Heizölverbrauch in Öl- oder Ölbrennwertkesseln bis 2030 um ca. 94% gegenüber 2020, sodass nur noch wenige Gebäude diese Heizungstechnologien nutzen. Die Nutzung von Erdgas zur Raumwärme- und Warmwasserversorgung spielt im Jahr 2030 mit ca. 359 TWh noch eine wesentliche Rolle und nimmt erst danach deutlich ab. Die Bedeutung von Biomasse steigt im Zuge der Transformation zunächst an und erreicht im Jahr 2030 mit ca. 258 TWh eingesetzter Biomasse ihr Maximum. Hierbei wird Biomasse vor allem in KWK-Anlagen zur Erzeugung von Fern- und Nahwärme eingesetzt, ab dem Jahr 2035 sinkt aufgrund des massiven Ausbaus von Wärmepumpen die Nutzung von Biomasse wieder. Der Ausbau der Wärmepumpen nimmt dabei ab 2030 deutlich zu, da die Stromversorgung dann nahezu vollständig dekarbonisiert ist. Zu beachten ist dabei, dass die Umweltwärme in Abbildung 5.25 nicht bilanziert ist, sondern nur der Stromverbrauch der Wärmepumpen dargestellt ist. Im Jahr 2045 weisen die Wärmepumpen mit den verwendeten Wetterdaten des Jahres 2013 durchschnittliche Leistungszahlen (engl. COP – Coefficient of Performance) zwischen 3,3 (Luftwärmepumpen) und 3,7 (Erdwärmepumpen) auf. Dadurch werden durch den Einsatz von ca. 153 TWh Elektrizität im Jahr 2045 etwa 522 TWh Wärme bereitgestellt. Für eine Erläuterung der Zusammenhänge zwischen dem Ausbau der Wärmepumpen, der energetischen Gebäudesanierung und der Dekarbonisierung der Stromerzeugung sei an dieser Stelle auf Kapitel 5.11 verwiesen.

Für eine treibhausgasneutrale Wärmeversorgung ist der Einsatz von Wärmepumpen und die Erschließung der Potenziale der Bioenergie zentral

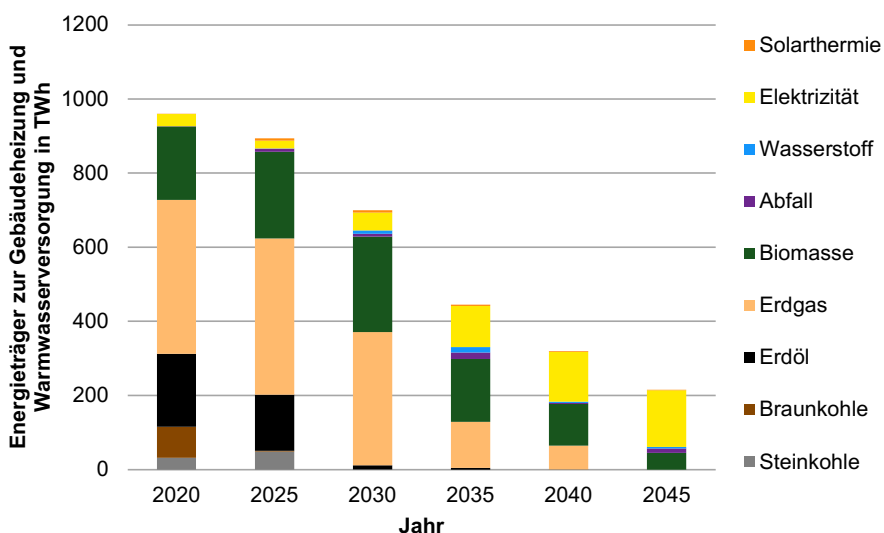


Abbildung 5.25: Raumwärme- und Warmwasserversorgung nach Energieträger

Zum Ausgleich zwischen Wärmeerzeugung und -bedarf ist die Nutzung und der Ausbau von Wärmespeichern von hoher Bedeutung für eine treibhausgasneutrale Wärmeversorgung. Für das Jahr 2045 sind die installierten Speicherkapazitäten der Wärmespeicher aufgeteilt nach ihren Anwendungsbereichen in Tabelle 5.5 aufgelistet.

Tabelle 5.5: Installierte Wärmespeicher im Jahr 2045 nach Anwendungsbereich

Wärmespeicher im Jahr 2045	Speicherkapazität in GWh	Eingespeicherte Energiemenge im Jahresverlauf in TWh	Äquivalente Voll-ladezyklen
Langfristig	2058	15,1	7,4
Mittelfristig	467	43,6	93,5
Pufferspeicher (dezentral)	281	73,0	260,0

Als langfristige Wärmespeicher kommen vor allem Erdbeckenspeicher in Fernwärmenetzen zum Einsatz, die Warmwasser speichern. Während diese Speicher mit einer installierten Speicherkapazität von 2058 GWh die größte Speicherkapazität aufweisen, wird in ihnen über ein Jahr gesehen mit etwa 15 TWh die geringste Energiemenge der verschiedenen Speichertypen eingespeichert. Dies wird auch durch die geringe Anzahl äquivalenter Voll-ladezyklen von 7,4 deutlich. Berechnet wird dieser Wert, indem die im Jahresverlauf eingespeicherte Energiemenge durch die Speicherkapazität dividiert wird, womit sich eine Aussage über die Häufigkeit von Be- und Entladevorgängen treffen lässt. Im Vergleich dazu werden Warmwassertanks, die als mittelfristige Speicher in Nahwärmenetzen eingesetzt werden, über das Jahr gesehen deutlich häufiger be- und entladen. Trotz geringerer Speicherkapazität dieser Speichertanks wird mit ca. 44 TWh mehr Wärme im Jahresverlauf gespeichert. Mit etwa 73 TWh wird der Großteil der Wärme in Pufferspeichern eingespeichert, die dezentral in den Gebäuden installiert sind. Die hohe Zahl von 260 äquivalenten Voll-ladezyklen zeigt, dass diese Pufferspeicher fast täglich vollständig be- und entladen werden. Dadurch ermöglichen sie einen flexiblen Betrieb der dezentralen Wärmepumpen, der sich am Stromangebot orientiert und nicht am Wärmebedarf. Die mittel- und langfristigen Wärmespeicher in den Nah- und Fernwärmenetzen sorgen darüber hinaus dafür, dass KWK-Anlagen flexibel zur Überbrückung von Zeiträumen mit geringer Stromerzeugung aus Wind- und Photovoltaikanlagen betrieben werden können. Zusammenfassend stellen Wärmespeicher somit einen wichtigen Baustein dar, um sowohl eine kostenoptimale Wärmeversorgung sicherzustellen als auch wichtige Flexibilität für ein auf erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem bereitzustellen. Auf die Rolle der anderen Energiespeicher wird im folgenden Kapitel 5.8 eingegangen.

5.8 Speicherbedarf und Dunkelflaute

Zum Ausgleich der Schwankungen der Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik im Tages- und Wochenverlauf werden im Jahr 2045 ca. 562 GWh an kurz- und mittelfristiger Speicherkapazität benötigt. Diese setzen sich wie in Tabelle 5.6 dargestellt aus 60 GWh Pumpspeicherkraftwerken, ca. 285 GWh Druckluftspeicherkraftwerken und ca. 208 GWh Batteriespeichern zusammen. Hierbei ist zu beachten, dass für die benötigte Batteriespeicherkapazität kein Ausbau von Batteriespeichern notwendig wird, falls die Speicherkapazitäten von batterieelektrischen Pkw als netzdienliche Speicher eingesetzt werden können. Im Jahr 2045 ist der Bestand an batterieelektrischen Pkw groß genug (vgl. Kapitel 5.12), sodass es bereits ausreicht, wenn 10% der verfügbaren Speicherkapazität dieser Fahrzeuge jederzeit netzdienlich zur Verfügung steht. Bei Betrachtung der eingespeicherten Energiemengen und der äquivalenten Vollladezyklen von 132 bis 236 (vgl. Tabelle 5.6) wird deutlich, dass die Stromspeicher vor allem zum Ausgleich der wetterbedingten Schwankungen der Stromerzeugung innerhalb eines Tages oder zwischen mehreren Tagen zum Einsatz kommen. Sie sind damit neben den in Kapitel 5.7 bereits diskutierten Wärmespeichern eine wichtige Quelle für Flexibilität in einem auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem.

Tabelle 5.6: Installierte Stromspeicher im Jahr 2045

Stromspeicher im Jahr 2045	Speicherkapazität in GWh	Eingespeicherte Energiemenge im Jahresverlauf in TWh	Äquivalente Vollladezyklen
Pumpspeicherkraftwerke	60	14,1	236
Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke	285	37,6	132
Batteriespeicher	208	36,2	174

Strom- und Wärmespeicher stellen zentrale Optionen zum Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage in einem treibhausgasneutralem Energiesystem dar

Um eine sichere Energieversorgung zu gewährleisten, wird in der Analyse eine kalte Dunkelflaute berücksichtigt. Hierfür wird eine zweiwöchige Periode im Januar angenommen, in der aufgrund extremer Witterungsbedingungen nur 10% der Windkraft- und PV-Kapazitäten zur Verfügung stehen und gleichzeitig ein um 25% erhöhter Wärmebedarf besteht. Zudem wird der Stromimport aus angrenzenden Staaten auf 10% der Kuppelkapazität limitiert. Analysen historischer Dunkelflauten von Ryberg [23] zeigen, dass es sich bei der in dieser Studie angenommenen kalten Dunkelflaute um ein eher unwahrscheinliches Extremszenario handelt. Bei Untersuchung von Wetterjahren des Zeitraums 1980 bis 2016 umfasst der längste Zeitraum, in welchem die Stromerzeugung aus Wind- und Photovoltaikanlagen in

Deutschland weniger als 25% ihrer durchschnittlichen Erzeugung beträgt, knapp über 7 Tage. Die Eintrittswahrscheinlichkeit einer zweiwöchigen Dunkelflaute liegt nach Ryberg bei unter 1%.

Die Analysen in dieser Studie zeigen, dass vor allem regelbare Kraftwerke zur Überbrückung der Dunkelflaute eingesetzt werden. Diese werden mit Biomasse, Biomethan oder Wasserstoff betrieben. Hierbei wird der zusätzliche Wasserstoffbedarf für die Rückverstromung aus Wasserstoffspeichern entnommen, sodass der Speicherfüllstand während der Dunkelflaute deutlich sinkt (vgl. Abbildung 5.26). Gleichzeitig wird auch ein Großteil des Wasserstoffbedarfs im Industrie- und Verkehrssektor aus den Speichern gedeckt, da während der Dunkelflaute kein Betrieb der Elektrolyseure stattfindet. Es ist deutlich zu erkennen, dass während der Dunkelflaute im Januar weniger Strom erzeugt werden muss, da die Stromnachfrage durch flexible Verbraucher gesenkt werden kann. Neben den Elektrolyseuren sind dies auch Hochtemperaturwärmepumpen mit Wärmespeichern in Nahwärmenetzen. Maßnahmen des Lastmanagements in der Industrie oder in den Haushalten sind nicht Bestandteil dieser Studie, könnten aber ebenfalls einen Beitrag zur Überbrückung einer Dunkelflaute liefern.

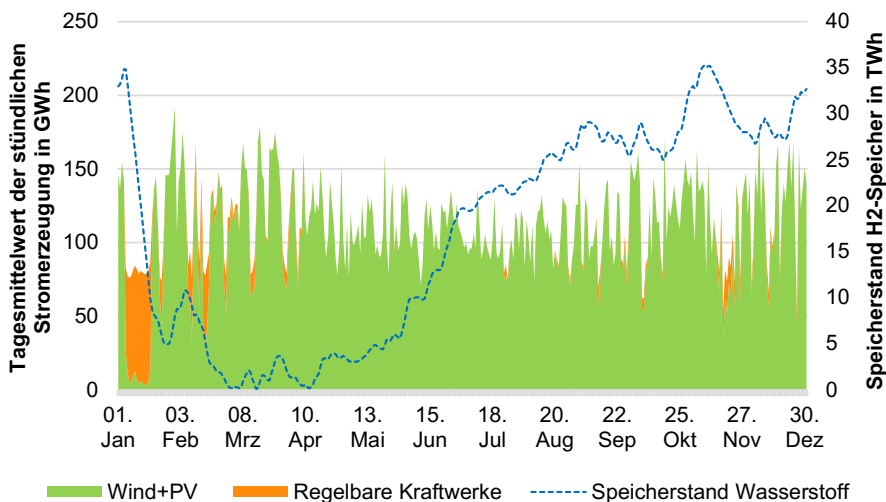


Abbildung 5.26: Stromezeugung und Füllstand der Wasserstoffspeicher im Jahr 2045

Ein Aufbau langfristiger Speicherkapazitäten ist notwendig, um Dunkelflauten mit geringer Stromerzeugung aus PV und Wind überbrücken zu können

Insgesamt sind für die Überbrückung der Dunkelflaute und den saisonalen Ausgleich des Dargebots an Solar- und Windenergie im Jahr 2045 ca. 35,4 TWh Speicherkapazität in Wasserstoffkavernenspeichern notwendig. Diese Kapazität kann fast vollständig durch die Umwidmung bestehender Erdgaskavernenspeicher bereitgestellt werden. Den Berechnungen liegt das Wetterjahr 2013 zugrunde. Da diese langfristigen Speicherkapazitäten jedoch nicht nur für ein einzelnes Jahr ausgelegt werden sollten, sondern auch über Zeiträume von

mehreren Jahren ausreichend dimensioniert werden müssen, werden im folgenden Exkurs die Wasserstoffkavernenspeicher für einen Zeitraum von 38 Jahren ausgelegt.

5.8.1 Exkurs: Robuste Auslegung von Wasserstoffkavernenspeichern

Für die robuste Auslegung der langfristigen Wasserstoffspeicher über 38 Szenariojahre wurde im Rahmen der vorliegenden Studie eine Methode entwickelt, die ausführlich im Anhang C beschrieben ist. Abbildung 5.27 zeigt den Betrieb der langfristigen Wasserstoffspeicher, der sich aus dieser Auslegung für die Szenariojahre 1980 bis 2018 ergibt.

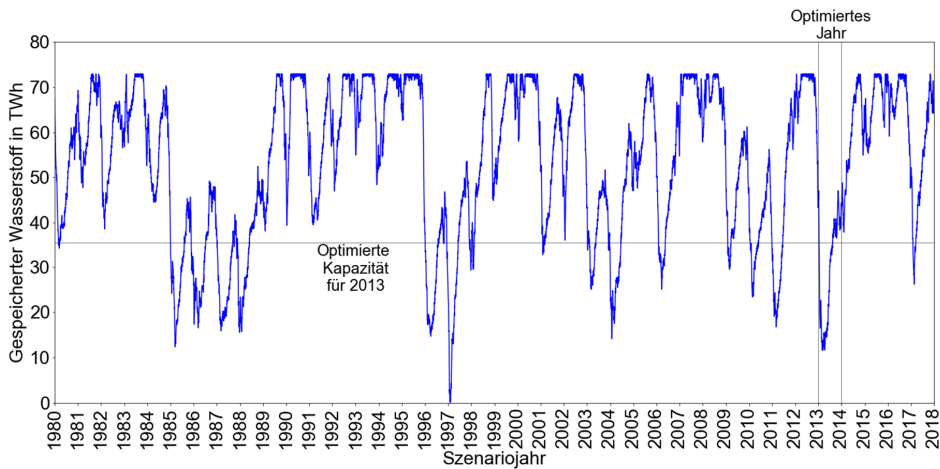


Abbildung 5.27: Kumulative Wasserstoffspeicherung in TWh über alle Szenariojahre mit Zieljahr 2045 für die Salzkavernenspeicher

Der zeitliche Verlauf des Speicherfüllstands veranschaulicht die Notwendigkeit der Wahl eines pessimistischen Wetterjahrs als Referenzjahr. Der Jahreszyklus von 2013 bis 2014 entspricht dem KSG2045 Szenario mit einer maximalen Füllstands Differenz, die der Kapazität der Wasserstoffspeicher in diesem kostenoptimalen Szenario entspricht. In anderen Szenariojahren führt die Annahme eines identischen Speicherbetriebs an Tagen mit ähnlichen Wetterbedingungen hingegen zu einer weiteren Befüllung oder Entleerung des Wasserstoffspeichers, wie beispielsweise für den Füllstandsverlauf in den Jahren zwischen 1984 und 1989 sowie 1996 und 1998 zu beobachten ist. Zudem nimmt die Auftrittshäufigkeit eines niedrigen Füllstands mit der Tiefe des Füllstands ab.

Da der Maximalwert des Füllstands zugleich der Kapazität der Wasserstoffspeicher entspricht, bedeutet dies zugleich, dass die Kapazität der Wasserstoffspeicher von wenigen Tiefenentladungen bestimmt wird, so zum Beispiel im vorliegenden Fall im Januar 1997. Aufgrund der abnehmenden Auftrittswahrscheinlichkeit tieferer Füllstände ist das Auftreten eines noch niedrigeren Füllstands für noch längere Zeithorizonte nicht ausgeschlossen, wird jedoch immer unwahrscheinlicher, sodass davon auszugehen ist, dass Speicherkapazitäten im Realfall stets mit einem Konfidenzintervall verbunden sind, dass diese Kapazitäten tatsächlich ausreichen.

Die Kapazität der Wasserstoffspeicher muss gemäß dieser Nachoptimierung etwa 70 TWh umfassen, um für alle 38 Szenariojahre auszureichen. Dies entspricht bei einer im Rahmen der vorangegangenen Optimierung auf Grundlage eines einzelnen Wetterjahrs erzielten Speicherkapazität von etwa 35 TWh einem Sicherheitszuschlag von 100%. Bemerkenswert hierbei ist jedoch, dass dieser Zuschlag allein die Wasserstoffspeicher betrifft, nicht aber die Komponenten zur Wasserstoffherzeugung und –nutzung. Angesichts der niedrigen kapazitätsspezifischen Kosten von Salzkavernenspeichern stellt dies ein Suboptimum dar, das prozentual an den Gesamtkosten des kompletten Energiesystems nur geringfügig teurer als ein System sein dürfte, das mittels einer im Hinblick auf Rechenzeit praktisch undurchführbaren stochastischen Optimierung erzielt werden würde.

5.9 Bioenergie

Nach Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) betrug im Jahr 2019 das gesamte bioenergieseitige Primärenergieaufkommen (inkl. Bio- und Grünabfälle) ca. 337 TWh [29]. Der Anteil von fester Biomasse (inkl. Klärschlamm) macht dabei mit ca. 160 TWh den größten Anteil aus, gefolgt von Biogas (86 TWh), flüssigen Biokraftstoffen (54 TWh) sowie Bioabfall (37 TWh). Für den Anbau von Energiepflanzen (ohne Industriepflanzen) werden aktuell ca. 2,3 Mio. ha genutzt, was einem Anteil von 13,8% an der gesamten landwirtschaftlichen Nutzfläche entspricht. Der Großteil der in Anspruch genommenen Fläche entfällt mit ca. 1,55 Mio. ha auf Pflanzen, die für die Biogasproduktion eingesetzt werden [35].

Für den Ausbau der Bioenergie wird davon ausgegangen, dass die Fläche für den Anbau von Energiepflanzen gesteigert werden kann, ohne dass zusätzliche Nahrungskonkurrenzen bestehen. Ausgegangen wird von einer Steigerung der Anbaufläche, die für Energiepflanzen zur Verfügung steht, auf 3 Mio. ha für Ackerland. Darüber hinaus wird angenommen, dass ca. 1,7 Mio. ha heute ungenutzten Graslands zusätzlich genutzt werden kann [36].

Bioenergie ist essenziell für ein treibhausgasneutrales Energiesystem und deckt den zukünftigen Primärenergiebedarf zu 20%

Die Berechnungen zeigen, dass der Einsatz von Bioenergie eine entscheidende Rolle für eine zukünftig treibhausgasneutrale Energieversorgung spielt. Insgesamt werden im Jahr 2045 etwa 430 TWh Bioenergie eingesetzt, was einem Anteil am Primärenergieeinsatz von 20% entspricht. Gegenüber heute entspricht dies einer Steigerung um knapp 28%. Dabei macht holzartige Biomasse aus Wald- und Waldrestholz sowie aus Kurzumtriebsplantagen (KUP) sowohl auf Acker- als auch auf Grasland mit 276 TWh (ca. 65%) den Großteil aus (vgl. Abbildung 5.28). Der Einsatz von Maissilage steigt bis zum Jahr 2045 auf etwa 10% an und spielt eine große Rolle für die Biogaserzeugung. Die Nutzung von Stroh als Bioenergieträger wird zukünftig immer bedeutender. Während aktuell nahezu keine Umwandlung von Stroh zu Biogas oder Nutzung als Brennstoff erfolgt, werden im Jahr 2045 etwa 29 TWh Stroh (7%) verwendet. Dies verdeutlicht auch die zukünftig große Bedeutung von heute noch unerschlossenen Bioenergieträgern zur Treibhausgasminderung des

Energiesystems. Gegenüber der heutigen Zusammensetzung des Bioenergieaufkommens spielt die Herstellung von Biokraftstoffen im Jahr 2045 praktisch keine Rolle mehr.

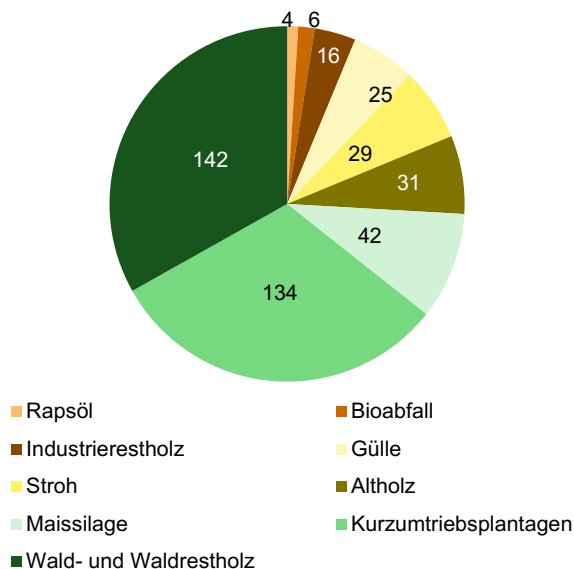


Abbildung 5.28: Bioenergieaufkommen im Jahr 2045 in TWh

Die Nachfrage bzw. der Einsatz von Biomasse verteilt sich auf verschiedene Einsatzzwecke (vgl. Abbildung 5.29). Die größte Biomassenachfrage im Jahr 2045 resultiert aus dem Industriesektor. Allein 220 TWh holzartige Biomasse und Stroh werden zu Biokohle torrefiziert und für die Bereitstellung von Hochtemperatur-Prozesswärme eingesetzt, um fossile Kohle und Erdgas zu substituieren. Im Umwandlungssektor werden etwa 135 TWh Mais, Gülle, Bioabfälle, holzartige Biomasse und Stroh vergast und als Biomethan in Gaskraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung verwendet. Weitere 12 TWh holzartige Biomasse werden in KWK-Anlagen eingesetzt, die sowohl Prozesswärme für die Industrie produzieren als auch Fernwärme zur Beheizung von Gebäuden erzeugen. In Blockheizkraftwerken, die an lokale Fern- und Nahwärmenetze angeschlossen sind und der Raumwärme- und Warmwasserversorgung im Gebäudesektor dienen, werden etwa 32 TWh Biomasse eingesetzt. Die Nachfrage nach Biokraftstoffen im Verkehrssektor spielt im Jahr 2045 nur noch eine marginale Rolle, was sich mit der Dominanz batterieelektrischer Fahrzeuge sowie von Brennstoffzellenfahrzeugen erklären lässt. Lediglich 4 TWh Biodiesel werden als Kraftstoff in der Binnenschifffahrt benötigt.

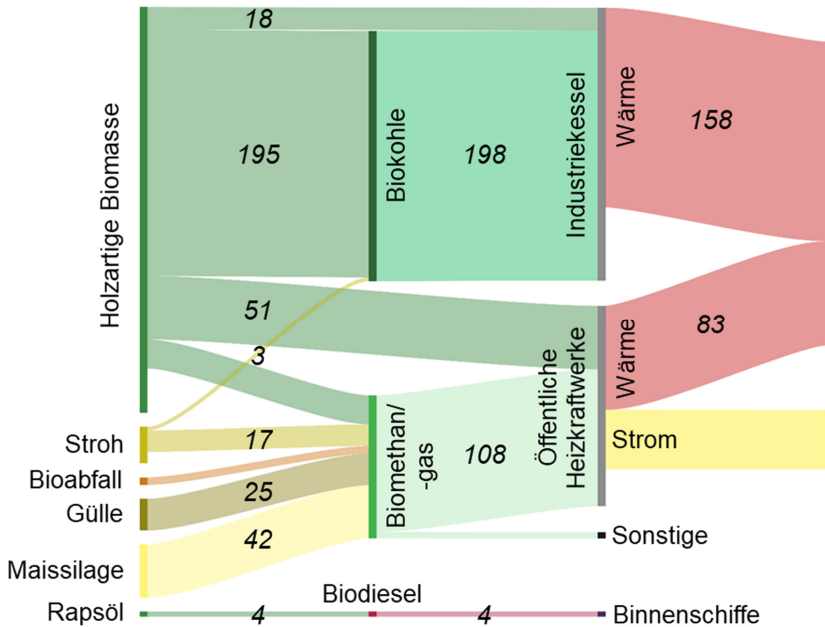


Abbildung 5.29: Aufkommen und Nutzung von Bioenergie im Jahr 2045 in TWh

5.9.1 Exkurs: Begrenzte Verfügbarkeit von Anbaufläche

Für den Einsatz von Bioenergie wird im Szenario KSG2045 von einer höheren Anbaufläche gegenüber heute ausgegangen, wobei keine Konkurrenz zur Nutzung von Ackerflächen für die Nahrungsmittelproduktion besteht. Allerdings ist die Ausweitung der Anbaufläche Gegenstand vieler Akzeptanzdiskussionen, da sie aus vielerlei Gründen (z.B. Bedrohung der Artenvielfalt, Bodenerosionen etc.) nicht unumstritten ist. Daher wird in folgendem Exkurs untersucht, welche Änderungen zu erwarten sind, wenn es nicht möglich ist, die Anbaufläche zu vergrößern und damit das Biomassepotenzial deutlich kleiner ausfällt.

Daher wird in diesem Exkurs angenommen, dass sich die zur Verfügung stehende Anbaufläche auf Ackerland zukünftig nicht vergrößert und auf dem heutigen Niveau bleibt (ca. 2,3 Mio. ha) sowie Grasland zukünftig nicht zum Anbau von Energiepflanzen verwendet werden kann. Wie im Szenario KSG2045 wird auch hier angenommen, dass die Verfügbarkeiten der sonstigen Bioenergieträger (z.B. Bioabfall, Industriestholz, Gülle und Altholz) auf dem heutigen Niveau verbleiben. Die Analysen zeigen, dass durch diese Einschränkungen mehr als 110 TWh Bioenergie im Jahr 2045 weniger genutzt werden kann. Durch die reduzierte Anbaufläche reduziert sich das Aufkommen holzartiger Biomasse auf einen Wert von ca. 186 TWh (vgl. Abbildung 5.30), was einem Rückgang gegenüber dem Szenario KSG2045 von ca. 30% entspricht. Ein Großteil der holzartigen Biomasse wird im KSG2045 Szenario zu Biokohle torrifiziert und für die Erzeugung von Hochtemperaturprozesswärme in der Industrie eingesetzt. Durch das deutlich geringere Aufkommen wird der Großteil der wegfallenden Menge durch den Einsatz von Wasserstoff ersetzt und insbesondere für die Prozesswärmeerzeugung (Hochtemperaturwärme) eingesetzt. Die gesamte

ationale Wasserstoffnachfrage steigt hierdurch um ca. 90 TWh und erreicht einen Wert von insgesamt knapp 500 TWh. Etwa drei Viertel dieser Wasserstoffmenge wird aus dem Ausland importiert. Hierdurch steigt die Energieimporte von 22% (KSG 2045) auf 26%.

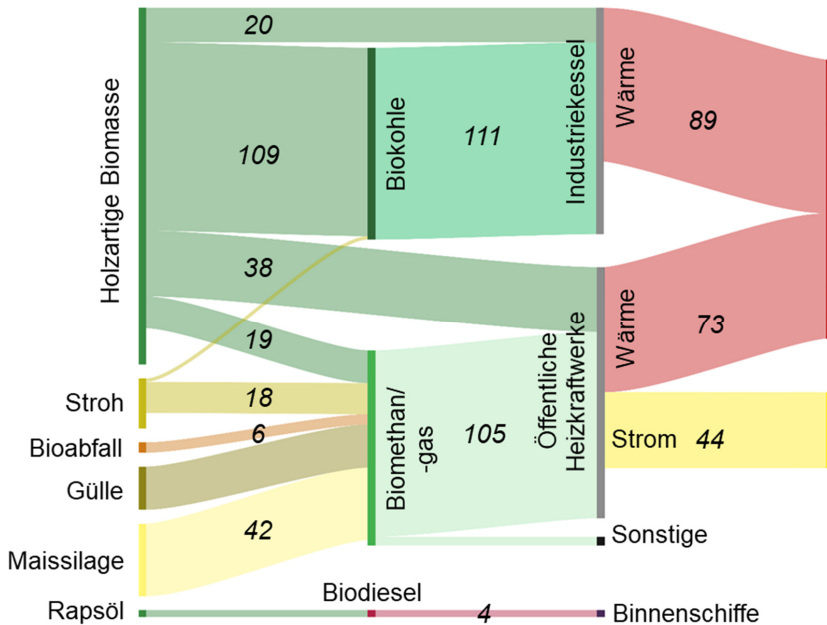


Abbildung 5.30: Aufkommen und Nutzung von Bioenergie im Jahr 2045 in TWh (Exkurs begrenzte Verfügbarkeit von Anbaufläche)

5.10 Industrie

Für das Erreichen der Treibhausgasneutralität ist eine tiefgreifende Transformation des Industriesektors notwendig. Dafür muss der derzeit überwiegend auf fossilen Ressourcen basierende Energieverbrauch auf die zunehmende Verwendung von Wasserstoff, Bioenergie und erneuerbarem Strom umgestellt werden.

Die Analysen zeigen, dass insbesondere Wasserstoff in vielen Industriesektoren eine zentrale Rolle spielt. Bei der Zementherstellung wird im Jahr 2045 ca. 38 TWh Wasserstoff für die Wärmebereitstellung verwendet, gleichzeitig werden verbleibende Prozessemissionen durch CO₂-Abscheidung reduziert. Zudem werden ca. 86 TWh Wasserstoff zur Stahlerzeugung via Wasserstoff-Direktreduktion eingesetzt. Zusammen mit der Stahlerzeugung aus recyceltem Stahlschrott in Elektrolichtbogenöfen ist die Stahlindustrie 2045 somit nahezu dekarbonisiert. Hingegen besteht im Jahr 2045 mit ca. 112 TWh die höchste Wasserstoffnachfrage bei der Methanolherstellung (vgl. Abbildung 5.31). Hierbei wird der Großteil des Methanols über die Methanol-to-Olefine Route in hochveredelte Chemikalien umgewandelt und anschließend zur Herstellung von Plastiken genutzt. Ursache ist die Vermeidung von CO₂-Emissionen entlang dieser Prozesskette. Dadurch basieren 60% der Plastikproduktion im Jahr 2045 auf nicht fossilen Energieträgern. Der verbleibende Anteil wird wie bisher über

die stoffliche Nutzung von Naphtha bereitgestellt. Weiterhin findet auch in der Papier- und Glasindustrie bis 2045 eine vollständige Abkehr von der Nutzung von fossilem Erdgas statt. Die Produktionsprozesse werden hierfür, sofern möglich, elektrifiziert oder auf die Nutzung von Biomasse und Wasserstoff umgestellt.

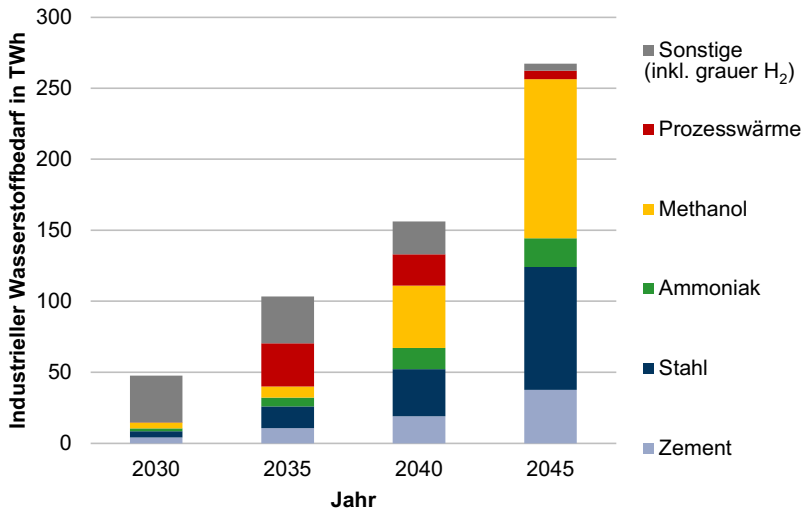


Abbildung 5.31: Industrieller Wasserstoffbedarf aufgeteilt nach Anwendungen/Prozessen

Industrieprozesse müssen für die Treibhausgasneutralität auf erneuerbare Energieträger umgestellt werden

Neben der Verwendung erneuerbarer Energieträger in der Industrie ist auch die Förderung von Recyclingmaßnahmen für Industrieprodukte ein wichtiger Bestandteil der Transformationsstrategie. Insbesondere in den energieintensiven Prozessen der chemischen Industrie und der Stahlherstellung wird dies deutlich. Die Analysen zeigen, dass der Anteil von Stahl, der aus recyceltem Stahlschrott in Elektrolichtbogenöfen hergestellt wird, von etwa 30% auf etwa 46% bis 2045 steigt. Dies wirkt sich auch auf den Energiebedarf der Stahlindustrie aus, der von etwa 151 TWh auf ca. 118 TWh im Jahr 2045 sinkt. Zudem sind Recyclingmaßnahmen bei der Kunststoffherstellung zu verstärken. Während derzeit noch knapp über die Hälfte des Plastikabfalls in Müllheizkraftwerken energetisch verwertet wird, ist dieser Anteil bis 2045 möglichst vollständig zu reduzieren. Stattdessen wird im Jahr 2045 etwa 60% des Plastikabfalls mittels chemischer Recyclingverfahren wie z.B. Pyrolyse in seine Bestandteile zerlegt und kann somit etwa 2,4 Mio. t Naphtha in der Primärkunststoffproduktion ersetzen. Die übrigen 40% des Plastikabfalls werden mechanisch recycelt und so dem Stoffkreislauf zurückgeführt.

5.10.1 Exkurs: Defossilisierung der chemischen Industrie

In diesem Exkurs wird als zusätzliche Randbedingung untersucht, wie sich eine vollständige Defossilisierung der chemischen Industrie im Jahr 2045 auf das Energiesystem auswirkt. Hierbei wird angenommen, dass sowohl die energetische als auch die stoffliche Verwendung von fossilen Ressourcen in der chemischen Industrie nicht möglich ist. Weiterhin wird angenommen, dass die produzierten Plastiken vollständig im Kreislauf geführt werden können. Dadurch kann die stoffliche Verwendung von Biomasse oder Biomethan bei der Plastikherstellung als negative Emissionsquelle bilanziert werden. Die Analysen zeigen, dass die Treibhausgasemissionen des Industriesektors im Jahr 2045 durch diesen Kohlenstoffkreislauf um 31 Mio. t CO_{2äq} auf nur noch 4 Mio. t CO_{2äq} sinken. Dies wiederum bewirkt, dass sich die insgesamt benötigte Menge an negativen Emissionen aus DAC-Anlagen oder aus Bioenergie mit CO₂-Abscheidung (BECC) um ca. 30 Mio. t CO₂ verringert, woraus auch eine Reduktion der geologischen CO₂ Speicherung in gleicher Höhe folgt. Trotzdem verbleibt aus der Perspektive des Gesamtsystems ein Bedarf an negativen Emissionen in Höhe von insgesamt 46,5 Mio. t CO₂ zum Ausgleich der verbleibenden Treibhausgasemissionen, die größtenteils aus der Landwirtschaft stammen. Zusätzlich steigt der CO₂-Bedarf bei der Methanolherstellung auf 29 Mio. t CO₂, die zusätzlich mit DAC- oder BECC-Anlagen abgeschieden werden müssen.

Die Defossilisierung der chemischen Industrie stellt eine zusätzliche Herausforderung dar und ist mit erheblichen Mehrkosten verbunden

Die Defossilisierung bewirkt einen Anstieg des Primärenergieverbrauchs im Jahr 2045 um ca. 149 TWh gegenüber dem KSG2045 Szenario. Dies ist insbesondere auf eine Steigerung des Wasserstoffimports um etwa 241 TWh zurückzuführen, wodurch der H₂-Importanteil auf 65% steigt. Gleichzeitig sinkt der nicht-energetische Verbrauch von Rohöl und Erdgas um ca. 100 TWh (vgl. Abbildung 5.32). Zudem steigt der Endenergieverbrauch im Industriesektor um ca. 100 TWh auf 1292 TWh, wofür vor allem die stoffliche Nutzung von Biomethan und Wasserstoff zur Methanolherstellung verantwortlich ist. Da die Produktion von Plastiken über die Methanol-to-Olefine Route einen höheren Energiebedarf aufweist als die konventionelle Route über Steamcracker und fossiles Naphtha, ist diese Steigerung des Energiebedarfs eine direkte Folge der Defossilisierung der chemischen Industrie. Durch die verstärkte Umwandlung von Biomasse in Biomethan und die anschließende Verwendung in der Methanolproduktion stehen ca. 190 TWh weniger Biomasse zur Erzeugung von Hochtemperaturprozesswärme zur Verfügung. Folglich werden etwa 171 TWh mehr Wasserstoff zur Deckung dieses Prozesswärmebedarfs genutzt. Insgesamt steigen die saldierten Mehrkosten im Jahr 2045 durch die Defossilisierung um ca. 23% im Vergleich zum Szenario KSG2045.

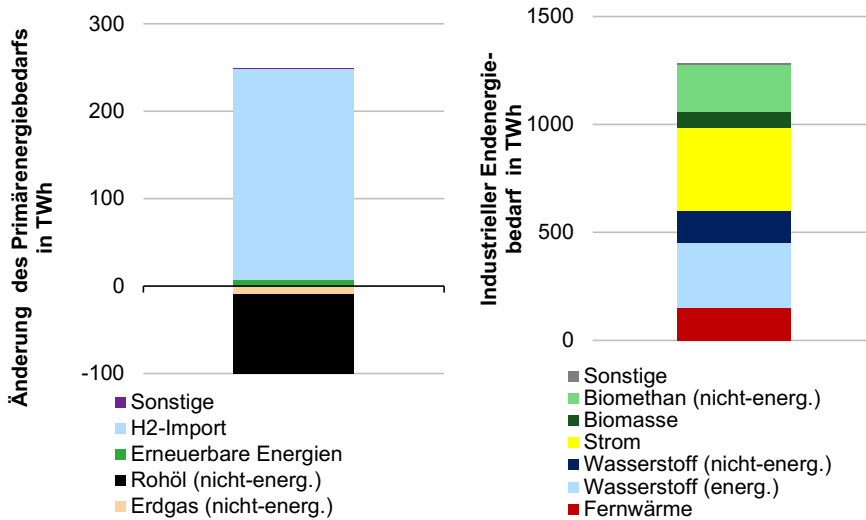


Abbildung 5.32: Veränderung des Primärenergiebedarfs im Vergleich zum KSG2045 Szenario (links) und industrieller Endenergiebedarf (rechts) im Exkurs im Jahr 2045

5.11 Gebäude

Die erforderlichen CO₂- und Energieeinsparungen werden im Gebäudesektor durch einen Maßnahmenmix erreicht. Sowohl Energieeffizienzmaßnahmen als auch Energieträgerwechsel bei der Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser spielen eine bedeutende Rolle bis 2045. Seitens der Energieeffizienz sind dazu zum einen energetische Sanierungsmaßnahmen (verbesserte Dämmung der Gebäudehülle, Austausch von Fenstern) nötig und zum anderen eine Substitution von ineffizienten Haushaltsgeräten. Neben dem Austausch von Haushaltsgroßgeräten wie Kühlschränken oder Waschmaschinen durch Geräte höherer Effizienzklassen umfasst dies insbesondere die Umstellung der Beleuchtung auf LED-Lampen. Durch konsequente Umsetzung dieser Maßnahmen lässt sich bis zum Jahr 2045 der Stromverbrauch in Wohn- und Nichtwohngebäuden um knapp 40% gegenüber heute senken. Zudem ist über die nächsten 25 Jahre im Mittel eine energetische Sanierungsrate der Wohn- und Nichtwohngebäude von ca. 1,6% erforderlich. Dadurch lässt sich trotz steigender Wohnfläche der Wärmebedarf im Gebäudesektor um etwa 26% gegenüber heute reduzieren.

Der Energieträgerwechsel bei der Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser vollzieht sich durch den Austausch der fossilbasierten Heizungssysteme. Bis zum Jahr 2045 lässt sich eine Elektrifizierung der Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser über Wärmepumpen von über 70% erkennen. Das entspricht ungefähr einer Anzahl von 7 Mio. Wärmepumpen, die dezentral im Gebäude selbst installiert sind. Zusätzlich werden 46 GW Wärmeleistung über Wärmepumpen im Nahwärmenetz benötigt. Als weiterer zukünftig wichtiger Energieträger kann Biomasse identifiziert werden. Die Verfeuerung von Biomasse zur Wärmebereitstellung dient hauptsächlich der Fern- und Nahwärmeerzeugung. Im Jahr 2045 werden etwa 30% der Gebäude durch Nah- und Fernwärme beheizt, als dezentrale

Heizungstechnologien setzen sich Luft-Wärmepumpen oder, sofern die lokalen Potenziale vorhanden sind, Erdwärmepumpen durch. Außerdem zeigen die Berechnungen, dass Brennstoffzellen sowie Wasserstoff-Brennwertkessel im Jahr 2045 keine bedeutende Rolle in der Wärmeerzeugung spielen.

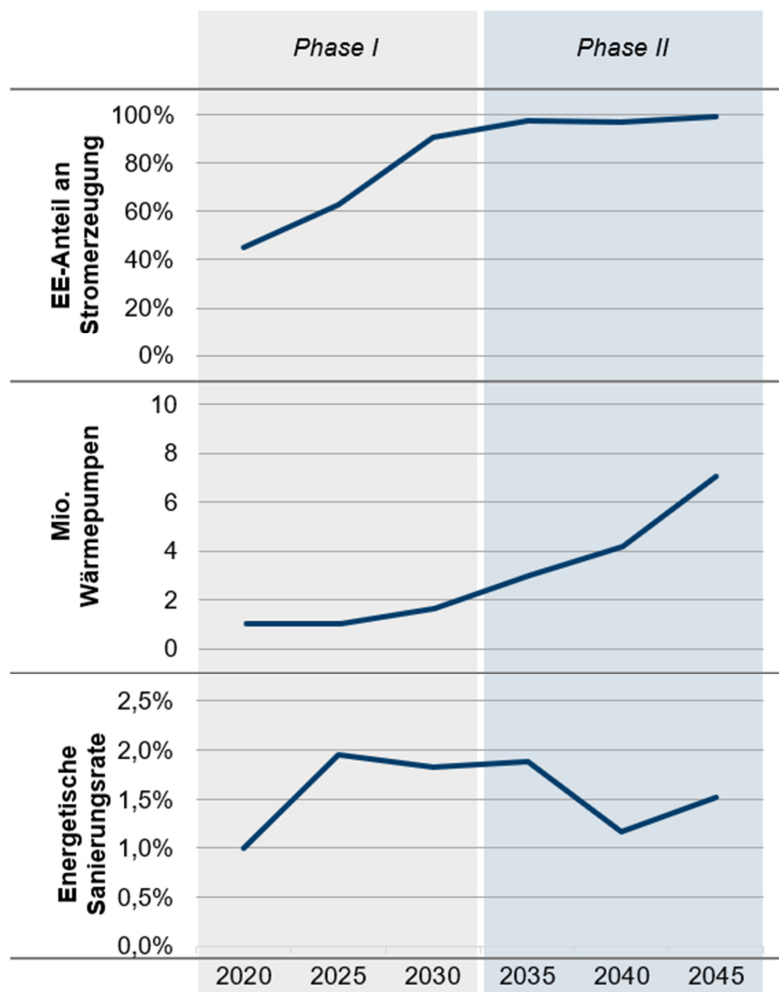


Abbildung 5.33: Entwicklung der installierten Wärmepumpen und der energetischen Sanierungsrate in Abhängigkeit vom erneuerbaren Anteil an der Stromerzeugung

Die Umsetzung der erforderlichen Maßnahmen lässt sich über den Transformationspfad grundsätzlich in zwei Phasen unterteilen (vgl. Abbildung 5.33). Die ersten 10 bis 15 Jahre der Transformation sind durch einen Ausbau der erneuerbaren und Substitution der fossilen Stromerzeugung geprägt. Solange die Stromnachfrage noch nicht vollständig über erneuerbare Energien gedeckt werden kann, ist der Einsatz von Wärmepumpen als CO₂-Reduktionsmaßnahme im Vergleich zur Energieeinsparung durch energetische

Sanierungsmaßnahmen nicht besonders kosteneffizient. Daher lässt sich in der ersten Phase auch ein Anstieg der Sanierungsrate auf etwa 2% feststellen. Erst ab 2030-2035, wenn der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung annähernd 100% beträgt, lässt sich ein Anstieg der installierten Wärmepumpen und ein Rückgang der energetischen Sanierungsrate beobachten.

Im Gebäudesektor ist die energetische Sanierung in Kombination mit dem Austausch fossiler Heizungssysteme durch Wärmepumpen der Schlüssel zur Treibhausgasreduktion

5.12 Verkehr

Es wird davon ausgegangen, dass die Personenverkehrsleistung stagniert bzw. bis zum Jahr 2045 leicht abnimmt (siehe Tabelle 3.1). Trotz eines steigenden Bahnanteils an der Personenverkehrsleistung bleibt der modale Split gegenüber heute fast unverändert (vgl. Abbildung 5.34). Für den Güterverkehr wird von einer steigenden Verkehrsnachfrage ausgegangen, die gegenüber heute um ca. 30% ansteigt. Es wird angenommen, dass der Anteil des straßengebundenen Güterverkehrs etwa zwei Drittel beträgt (vgl. Abbildung 5.35).

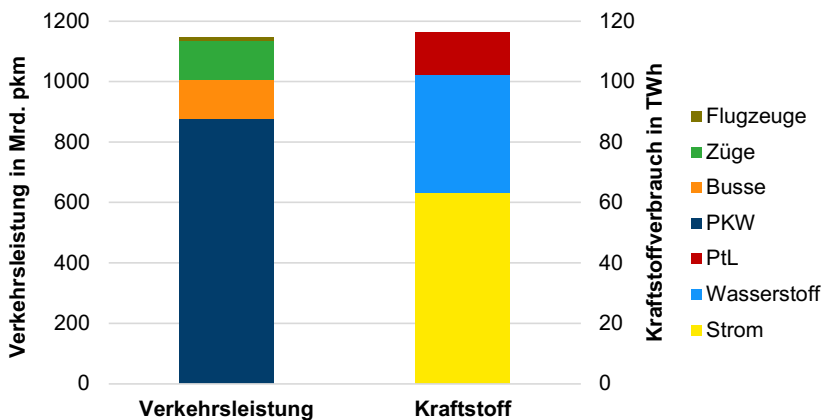


Abbildung 5.34: Verkehrsleistung und Kraftstoffverbrauch des Personenverkehrs im Jahr 2045

Die Zielsetzung von Treibhausgasneutralität bedeutet einen Ausstieg aus der klassischen Kraftstoffversorgung, die heute weitestgehend auf fossilen Energieträgern basiert. Wie auch in den anderen Endverbrauchssektoren sind Strom und Wasserstoff die Kraftstoffe der Zukunft. Neben einem geringen Anteil von PtL-Kraftstoffen (für Flugzeuge) sind sie die Energieträger, die den zukünftigen Kraftstoffbedarf dominieren. So entfallen etwa 117 TWh der gesamten nationalen Wasserstoffnachfrage auf den Verkehrssektor, was einem Anteil von ca. 28% entspricht. Etwa 65% des Wasserstoffverbrauchs im Verkehrssektor wird im Jahr 2045 im Güterverkehr eingesetzt.

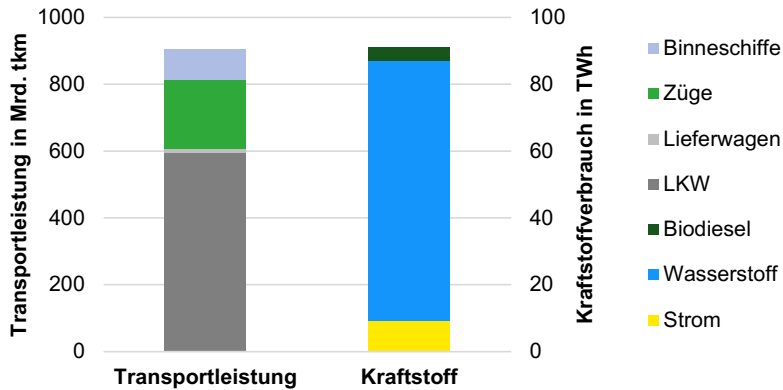


Abbildung 5.35: Transportleistung und Kraftstoffverbrauch des Güterverkehrs im Jahr 2045

Strom und Wasserstoff sind die zukünftigen Energieträger im Verkehrssektor

Unter der Randbedingung von Kostenoptimalität (und ohne Subventionen) erfolgt ein sukzessiver Ausstieg aus den fossilen Kraftstoffen über den gesamten Transformationszeitraum. Der Benzin- sowie Dieselerverbrauch ist insbesondere nach dem Jahr 2035 stark rückläufig. Insgesamt nimmt der Energieverbrauch des Verkehrssektors gegenüber heute bis zum Jahr 2045 um ca. 58% ab. Grund ist der erhebliche Effizienzvorteil von Elektrofahrzeugen gegenüber Verbrennungsmotoren. Die Anteile von batterieelektrischen Fahrzeugen und Brennstoffzellenfahrzeugen variieren je nach Transportmittel.

Im Pkw Segment werden im Jahr 2030 noch über 93% der Personenkilometer durch Diesel- und Benzinfahrzeuge erbracht (vgl. Abbildung 5.36). Aufgrund der angenommenen Lebensdauer der Pkw von 12 Jahren wirken sich die steigenden Neuzulassungen batterieelektrischer Pkw erst langsam auf den Fahrzeugbestand aus. Für größere Distanzen stellen Brennstoffzellenfahrzeuge ab 2035 eine konkurrenzfähige Option dar, sofern der unterstellte globale Markthochlauf der Serienproduktion dieser Pkw eintritt. Im Jahr 2040 werden bereits ca. 46% der Verkehrsleistung mit batterieelektrischen Pkw oder Fahrzeugen mit Brennstoffzellen erbracht. Da für die Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 keine Pkw mit Benzin- oder Dieselantrieb mehr genutzt werden, ist bereits ab 2033 auf jede Neuzulassung dieser Antriebstechnologien zu verzichten. Wie in Abbildung 5.36 dargestellt weisen im Jahr 2045 batterieelektrische Antriebe einen Anteil von knapp 70% an der Verkehrsleistung auf.

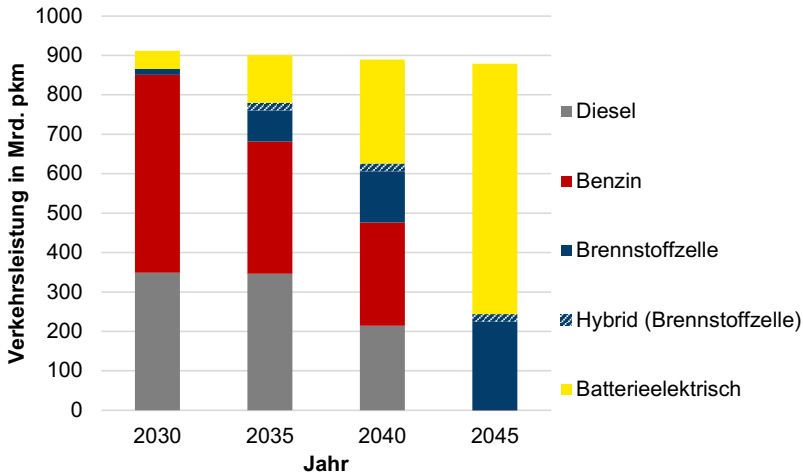


Abbildung 5.36: Entwicklung der Antriebstechnologien im Pkw Segment bezogen auf ihre Verkehrsleistung in Mrd. Personenkilometer

Demgegenüber dominiert der Einsatz von Brennstoffzellenantrieben bei schweren Lkw (vgl. Abbildung 5.37). Hierbei sinkt der Anteil dieselbetriebener schwerer Lkw an der Transportleistung bereits bis zum Jahr 2030 auf knapp 73%. Im Jahr 2045 kommen fast ausschließlich schwere Lkw mit Brennstoffzellenantrieb zum Einsatz, da diese für höhere Transportdistanzen und Zuladungen kosteneffizienter sind als Lkw mit batterieelektrischem Antrieb. Diese ambitionierte Transformation ist jedoch ebenfalls von einer zeitnahen Serienproduktion von Lkw mit Brennstoffzellenantrieb abhängig. Aufgrund der geringeren Fahrwege ist der Einsatz von batterieelektrischen Antrieben in leichten Lkw deutlich vorteilhafter; der Anteil beträgt hier im Jahr 2045 ca. 80%. Im Zugverkehr dominieren sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr oberleitungsgebundene Züge. Auf Schienenstrecken, die nicht elektrifiziert werden, kommen Brennstoffzellenzüge zum Einsatz.

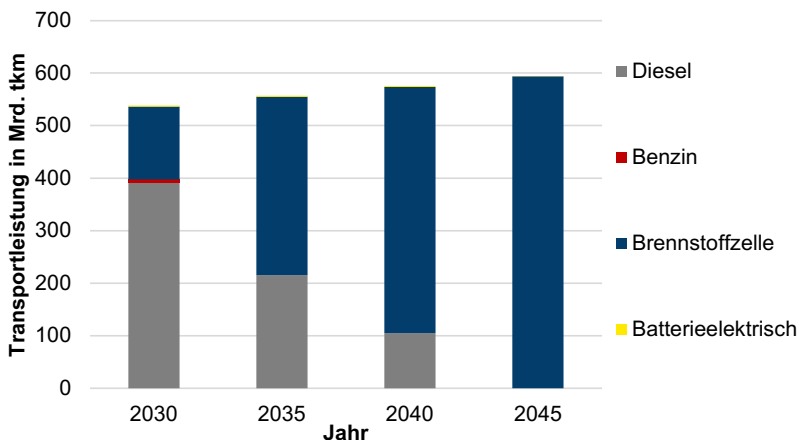


Abbildung 5.37: Entwicklung der Antriebstechnologien im Lkw Segment ($\geq 7,5$ t) bezogen auf ihre Transportleistung in Mrd. Tonnenkilometer

Sensitivitätsanalysen zeigen, dass die Annahme der Herstellkosten von Fahrzeugen sowie die unterstellten Lernraten einen sehr hohen Einfluss auf das Ergebnis besitzen. Schon eine geringe Variation der Herstellkosten führt zu einer signifikanten Änderung der Wahl bzw. der Zusammensetzung der Antriebstechniken. Angesichts der erheblichen Unsicherheiten, die bei den Kostenannahmen für die verschiedenen Antriebstechniken bestehen, sind die ermittelten Anteile der Antriebstechniken als sehr sensitiv einzustufen.

6 Zusammenfassung

Durch das Klimaschutzgesetz werden der deutschen Energieversorgung neue Randbedingungen gesetzt. Sowohl die Höhe der Treibhausgasziele aber auch der nur noch geringe verbleibende Handlungsspielraum von etwa 25 Jahren stellen in allen Sektoren der Energieversorgung große Herausforderungen dar. Für das Erreichen von Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 ist eine strukturelle Veränderungsdynamik auf vielen Ebenen notwendig, die über bisherige Entwicklungen in der Energiewirtschaft weit hinausgehen.

Die Analysen verdeutlichen, dass in den nächsten beiden Dekaden ein Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger notwendig ist, um Treibhausgasneutralität zu erreichen. Dies bedeutet, dass in allen Sektoren ein Großteil der heutigen Anlagenbestände (z.B. Heizungsanlagen, Industrieprozesse, Fahrzeuge etc.) in sehr kurzer Zeit zu ersetzen ist.

Die Substitution der fossilen Energieträger bewirkt eine Verlagerung hin zu strombasierten Anwendungen und führt zu einem Stromverbrauch, der sich gegenüber heute mehr als verdoppelt. Photovoltaik sowie Windkraft sind das Rückgrat der zukünftigen Stromerzeugung. Die Analysen zeigen, dass die notwendigen inländischen Erzeugungspotenziale ausreichend vorhanden sind. Für das Erschließen dieses Potenzials sind über den gesamten Betrachtungszeitraum jährliche Zubauraten für Wind und Photovoltaik notwendig, die deutlich über den maximalen Ausbauraten der vergangenen zwei Dekaden liegen. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien entscheidet über das Gelingen der Energiewende. Umso notwendiger ist es, auch die rechtlichen und administrativen Weichenstellungen vorzunehmen, wie beispielsweise die Verkürzung von Genehmigungsverfahren sowie die Anpassung und Harmonisierung der Abstandsregelungen.

Die Analysen zeigen, dass der Umbau der Energieversorgung zu einer deutlich verringerten Energieimportquote führt. Aus geopolitischer Sicht bedeutet dies eine Erhöhung der Versorgungssicherheit. Abhängigkeiten von global getriebenen Energiepreissrisiken werden deutlich verringert.

Für das Erreichen von Treibhausgasneutralität („Netto-Null“) ist die Kompensation der im Jahr 2045 noch verbleibenden Restemissionen (z.B. Landwirtschaft) notwendig, die sich nicht vermeiden lassen. Selbst bei Anrechnung von LULUCF-Emissionssenkungen ist eine zusätzliche Kompensation der dann noch verbleibenden Emissionen durch Abscheidung von CO₂ aus der Atmosphäre (BECCS, DAC) mit anschließender geologischer Speicherung notwendig.

Wasserstoff ist ein wichtiger und unverzichtbarer Baustein einer zukünftigen treibhausgasneutralen Energieversorgung. Dies gilt insbesondere für die Industrie, da in einigen wichtigen Branchen der Wasserstoffeinsatz die einzige Option darstellt, um Treibhausgasneutralität zu erreichen. Eine Defossilisierung der chemischen Industrie, indem der fossile nicht-energetische Rohstoffbedarf vollständig ersetzt wird, führt zu einem insgesamt deutlich höheren Wasserstoffbedarf.

Die Analysen verdeutlichen, dass der Transformationsprozess eine gewaltige Herausforderung darstellt. Trotzdem lässt er sich technisch und ökonomisch darstellen. Viele der benötigten Techniken existieren bereits oder befinden sich heute schon in der Erprobung. Es ist darauf hinzuweisen, dass die ermittelten Mehrkosten, die für die Transformation notwendig sind, nur ein Teilbild einer ökonomischen Bewertung sein können. Erst eine

Zusammenfassung

weitergehende volkswirtschaftliche Analyse, die z.B. Wertschöpfung und Beschäftigungseffekte in den Blick nimmt, würde ein ökonomisches Gesamtbild liefern und eine umfassendere Bewertung ermöglichen.

Anhang

A Vorgehensweise bei der Potenzialermittlung für Photovoltaik und Windenergie

A.1 Dachflächen Photovoltaik

Das Potenzial für Photovoltaik-Module auf Dachflächen wird durch eine Analyse mit 3D-Gebäudedaten [37] ermittelt. Die verwendeten Daten umfassen die vereinfachten Geometrien des deutschen Gebäudebestands und ermöglichen hierdurch die Ermittlung hochaufgelöster Dachflächen-Photovoltaik-Potenziale von jedem Einzelgebäude in Deutschland. Für jede Dachgeometrie wird der Azimuth- und Neigungswinkel bestimmt, um die Ausrichtung der potenziellen PV-Module zu quantifizieren. Zunächst wird anhand des Neigungswinkels zwischen Flach- und Satteldächern unterschieden. Auf Flachdächern werden die Module optimal aufgeständert und in Südrichtung platziert. Um eine Eigenverschattung der Module auf Flachdächern zu vermeiden, werden Reihenabstände zwischen den aufgeständerten Modulen berücksichtigt. Auf Satteldächern werden die Module direkt auf das Dach platziert, das heißt, dass die Ausrichtungen und Neigungen der Module mit der Dachausrichtung und -neigung übereinstimmen. Nordausgerichtete Satteldächer werden aufgrund der geringen Erzeugung nicht als Potenzialfläche ausgewiesen. Die potenzielle Kapazität auf den bestimmten Flächen wird unter Berücksichtigung der Moduleffizienz aus der potenziellen Modulfläche berechnet.

Mithilfe dieser Informationen wird für jedes Dach eine Erzeugungszeitreihe mit dem Open-Source Tool RESKit [23] simuliert. Nach dem Ausschluss von nordausgerichteten Modulen, werden für verschiedene Ausrichtungsgruppen potenzielle Erzeugungszeitreihen für das Optimierungsmodell FINE.NESTOR ausgewiesen.

A.2 Landverfügbarkeitsanalysen

Das Potenzial von Freiflächen-Photovoltaik, Onshore Wind und Offshore Wind wird durch die Verfügbarkeit freier geeigneter Flächen begrenzt. Im ersten Schritt der Potenzialanalyse dieser Technologien werden daher verfügbare Flächen mit Hilfe des open-source Tools GLAES [23] bestimmt. Anhand von hochaufgelösten Geodaten (wie z.B. Basis-DLM [38]) werden Flächen als nutzbar für den Bau der Technologie klassifiziert oder hierfür ausgeschlossen. Da einige Landnutzungskategorien auch den Bau von Anlagen in einem gewissen Abstand ausschließen, werden zusätzliche Puffer um diese Flächen berücksichtigt.

Für die Landverfügbarkeitsanalyse von Onshore Wind werden 36 Ausschlüsse verwendet. Diese umfassen detaillierte Ausschlüsse wie Drehfunkfeuer-Anlagen sowie großflächige Gebiete wie Naturschutzgebiete. Rechtlich unterscheiden sich die Definitionen der Ausschlüsse und Abstände aufgrund der aktuellen Gesetze der Bundesländer [39]. Für die vorliegende Potenzialanalyse werden einheitliche Ausschlüsse für alle Bundesländer in Deutschland verwendet.

Eine stark diskutierte Einschränkung für den Bau von Windkraftanlagen sind die Abstandsregelungen zu Wohnhäusern und Siedlungen. Rechtlich ist hierbei zwischen

Innenbereichen und Außenbereichen zu unterscheiden. Innenbereiche bezeichnen ein nach §34 BauGB [40] zusammenhängend bebautes Gebiet, Außenbereiche umfassen außerhalb von Innenbereich liegende Wohngebäude und sonstige Wohngebiete ohne Bebauungsplan. In einigen Landesgesetzen können Wohngebiete im Außenbereich durch Außenbereichssatzungen wie Innenbereiche geschützt werden. In dieser Analyse werden Wohnhäuser und Siedlungen in Innenbereichen mit 1000 m Puffer und in Außenbereichen mit 618 m Puffer (dreifache Gesamthöhe der Referenzturbinen) ausgeschlossen.

Ein weiteres einflussreiches Ausschlusskriterium in Onshore Wind Potenzialanalysen in Deutschland ist die potenzielle Nutzung von Waldflächen, dessen rechtliche Regelung sich zwischen den Bundesländern unterscheidet. Für das Basis-Szenario wird die Nutzung des Waldes für die Errichtung von Windkraftanlagen erlaubt.

Um die potenziell installierbare Leistung auf den identifizierten verfügbaren Flächen zu bestimmen, werden Referenzturbinen mit einem Abstand des achtfachen Rotordurchmessers in Hauptwindrichtung und des vierfachen Rotordurchmessers Nebenwindrichtung verteilt. Anschließend werden für die ermittelten Standorte die Einspeisezeitreihen mit Hilfe des Open-Source-Tools RESKit [23] simuliert.

B Informationen zum globalen Handelsmodell für Erneuerbare Energien

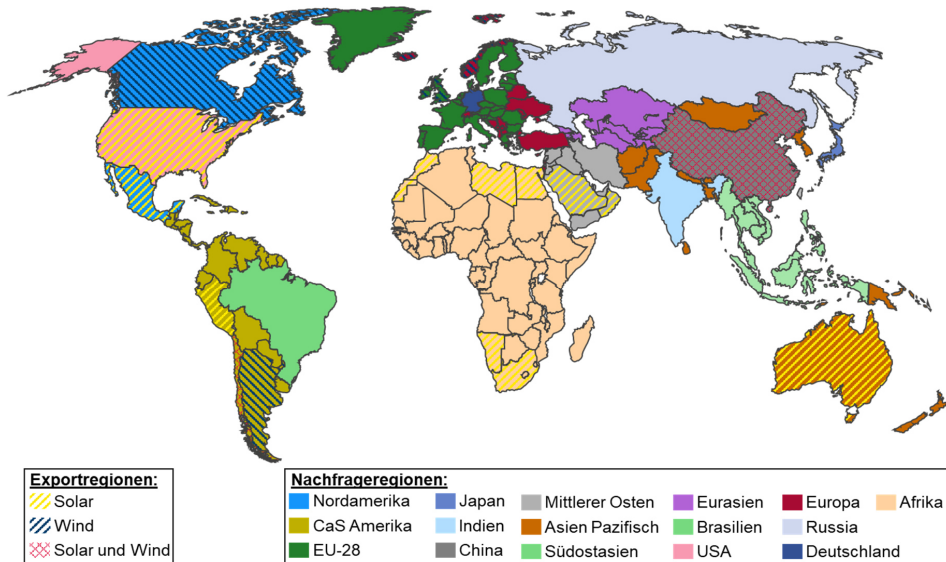


Abbildung B.1: Import- und Exportregionen des weltweiten Wasserstoffverteilungsmodells InfH2 [24]

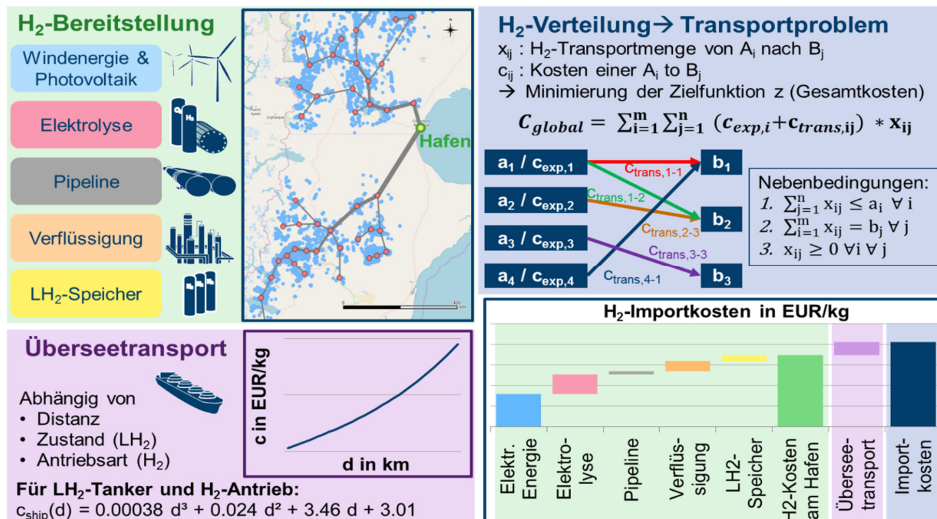


Abbildung B.2: Übergreifende Modellübersicht des globalen Handelsmodells InfH2 [24] am Beispiel Patagonien

C Methodik zur robusten Auslegung von Wasserstoffkavernenspeichern

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurde eine Methode entwickelt, um im Nachgang der eigentlichen Systemoptimierung die Kapazitäten der für die saisonale Energiespeicherung notwendigen Wasserstoffkavernenspeicher derart anzupassen, dass sie auch für andere als das für die Optimierung verwendete Wetterjahr ausreichend groß sind. Dieser Ansatz ist eine aus Kostensicht suboptimale, aber robuste Abschätzung, da die übrigen zur nachträglichen Speicherauslegung verwendeten Wetterjahre im Optimalfall direkt als Szenarien in einer stochastischen Energiesystemoptimierung berücksichtigt werden sollten. Jedoch ist dieser Ansatz bei der gegebenen Modellgröße impraktikabel, da die Modelle bereits für ein einzelnes Wetterjahr an der Grenze einer tolerierbaren Rechenzeit liegen. Aufgrund der mindestens polynomiell zur Anzahl der Wetterjahrszenarien anwachsenden Rechenzeit ist eine Berücksichtigung anderer Wetterszenarien damit nur im Nachgang möglich.

Ausgangspunkt der Methode ist zunächst die Verwendung eines konservativen und teils synthetisierten Wetterjahres, das auf dem Jahr 2013 basiert und um eine kalte Dunkelflaute ergänzt wurde. Da die Ausgangsoptimierung als Randbedingung vorgab, dass die Energiespeicher am Ende dieses Jahres denselben Füllstand wie am Anfang besitzen müssen, lag die Vermutung nahe, dass diese Randbedingung auch für die Mehrheit der anderen Wetterjahre bei ähnlichem Betrieb der Systemkomponenten der Fall sein würde. Auf dieser Grundlage ergab sich der folgende Modellierungsansatz:

Zunächst wurde die vereinfachende Annahme getroffen, dass der Betrieb des Energiesystems allein über die exogen vorgegebenen Randbedingungen wie Energienachfragen und Kapazitätsfaktorzeitreihen bestimmt wird. Darüber hinaus wurde angenommen, dass sich die Tage anderer Wetterjahre jenen im Referenzjahr, für das die Optimierung durchgeführt wurde, ähneln, jedoch in ihrer Häufigkeit des Auftretens abweichen. Mittels dieser Annahmen ließ sich der Betrieb des Energiesystems in anderen Wetterjahren simulieren, indem die täglichen Betriebspläne der Komponenten für das Referenzjahr, die ein Ergebnis der Optimierung sind, entsprechend ihrer Reihenfolge in den anderen Wetterjahren aneinandergereiht wurden (vgl. Abbildung C.1).

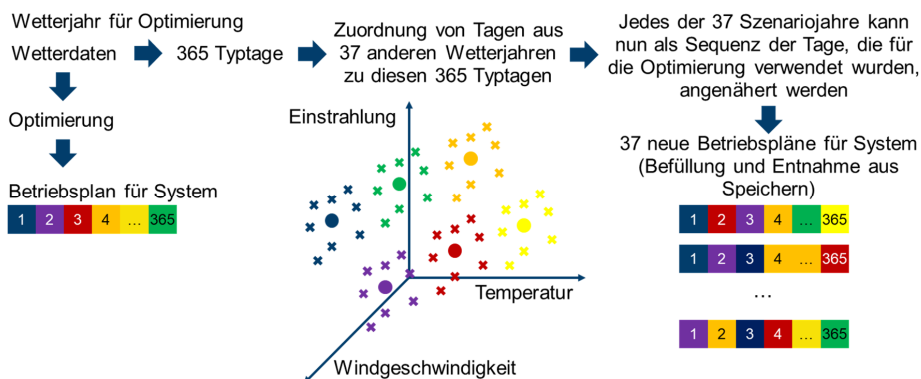


Abbildung C.1: Methodik zur Ableitung der Betriebspläne der Wasserstoffkavernenspeicher für andere Wetterjahre

Da keiner der Tage in den Wetterjahrszenarien mit jenen im Referenzjahr identisch ist, mussten die Tage der Szenariojahre jenen im Referenzjahr zugeordnet werden, wie in Abbildung C.1 zu sehen ist. Hierzu wurden drei Zeitreihen am Standort Berlin gewählt, die als repräsentativ für ein Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien sind, nämlich eine Temperatur-, eine Windgeschwindigkeits- und eine Einstrahlungszeitreihe. Diese Zeitreihen sind für insgesamt 38 Jahre (1980-2018) in stündlicher Auflösung aus dem MERRA Datensatz [33] verfügbar. Zunächst wurden die Zeitreihen auf Werte zwischen 0 und 1 normiert, um eine Über- oder Untergewichtung aufgrund von Skalenunterschieden zu vermeiden. Danach wurde jeder Tag, bestehend aus drei Werten pro Stunde, d.h. 72 Werten, in einen 72-dimensionalen Raum übertragen. Insgesamt umfasst der Datensatz damit 365×38 Datenpunkte, wovon die 365 Tage des Referenzjahres als Clusterzentren definiert wurden. Im Rahmen einer Nearest-Neighbor-Zuordnung können dann jene Tage der anderen Wetterjahre denjenigen Tagen im Referenzjahr zugeordnet werden, die ihnen am ähnlichsten sind, was im mittleren Graphen von Abbildung C.1 veranschaulicht ist. Hierbei wurden lediglich die drei unterschiedlichen Attribute Einstrahlung, Temperatur und Windgeschwindigkeit gewählt, jedoch umfasst jedes Attribut im tatsächlichen Clusterraum 24 Teildimensionen, d.h. beispielsweise für die Temperatur um 0, 1, ..., 23 Uhr. Abschließend können die Tage aus den Wetterszenarien durch jene des Referenzjahrs ersetzt werden, denen sie am ähnlichsten sind. Das Ergebnis sind dann Tagesreihenfolgen für 38 Wetterjahre, wobei jeder dieser Tage näherungsweise als Tag aus dem Referenzjahr interpretiert werden kann. Für darüberhinausgehende Erläuterungen zu dieser Methodik sei an dieser Stelle auf [34] verwiesen.

Die so generierten täglichen Betriebspläne für 38 Jahre beinhalten ebenfalls die stündlichen Belade- und Entlademengen an Wasserstoff für die Kavernenspeicher. Mit diesen lässt sich daher der Füllstand der Speicher für andere Wetterjahre simulieren. Da für die vorangegangene Optimierung jedoch ein konservatives Wetterszenario genutzt wurde, würde eine simple Simulation jedoch in der Mehrheit der Fälle zu einer Überfüllung des Speichers führen, die sich in mehreren aufeinanderfolgenden Jahren fortsetzen und somit eine unnötige Überdimensionierung der Wasserstoffspeicher bedingen würde. Stattdessen wurde daher zur Bestimmung einer ausreichenden Speichergroße ein zweites kompaktes Optimierungsproblem implementiert, das die Möglichkeit bietet, einen Speicher ausschließlich anhand der im schlimmsten Fall auftretenden kumulierten Entnahmemenge auszulegen.

D Modelleingangsdaten

Tabelle D.1: Entwicklung der Industriegüternachfragen bis 2045 in Mt/a, angelehnt an [8]

Jahr	2020	2030	2040	2045
Zement in Mt/a	34,2	35,1	35,9	36,4
Stahl in Mt/a	44,0	42,0	39,0	39,0
Aluminium in Mt/a	1,3	1,3	1,3	1,3
Kupfer in Mt/a	0,7	0,7	0,7	0,7
Zink in Mt/a	0,3	0,3	0,3	0,3
Harnstoff in Mt/a	0,5	0,6	0,7	0,7
Ammoniak in Mt/a	2,3	2,6	3,0	3,2
Methanol in Mt/a	1,1	1,3	1,5	1,6
Chlor in Mt/a	3,9	4,5	5,1	5,4
Kunststoffe in Mt/a	14,4	16,0	17,7	18,5
Glas in Mt/a	7,2	7,6	8,0	8,2
Papier in Mt/a	22,7	23,6	24,5	25,0

Tabelle D.2: Entwicklung der Bruttowertschöpfung aggregiert abgebildeter Industrieprozesse bis 2045 in Mrd. €/a, angelehnt an [8]

Jahr	2020	2030	2040	2045
Industriebereich	Bruttowertschöpfung in Mrd. €/a			
Gew. von Steinen u. Erden	0,5	0,6	0,6	0,6
Verarb. von Steinen u. Erden	11,5	12,4	13,1	13,1
Ernährung und Tabak	38,3	39,0	41,0	42,0
Sonstige chemische Industrie	42,0	49,7	56,0	59,2
Gummi- u. Kunststoffwaren	28,0	32,0	35,0	36,5
Sonstige NE-Metalle	13,4	12,7	12,7	12,9
Metallbearbeitung	55,3	62,0	67,0	69,5
Maschinenbau	96,0	114,0	128,0	134,5
Fahrzeugbau	139,3	162,0	182,0	191,0
Sonstige verarb. Gewerbe	136,7	156,0	175,0	183,0

Tabelle D.3: Importkosten fossiler und erneuerbarer Energieträger, fossil angelehnt an [8], [41], [42], erneuerbar nach eigenen Berechnungen und [43] mit eigenen Annahmen

Importkosten in €/MWh	2020	2030	2040	2045
Erdgas	19,4	24,8	26,6	26,1
Steinkohle	12,5	11,6	11,4	11,3
Rohöl	46,8	54,0	46,8	41,4
PtL-Kraftstoffe	292,0	221,0	183,0	167,5
H₂ via Schiff	-	96,6	96,6	96,6
H₂ via Pipeline	-	92,1	75,9	69,5

Tabelle D.4: Techno-ökonomische Annahmen für ausgewählte erneuerbare Energien

Wirtschaftliche Parameter							
Investitions- kosten 2020 in €/kW	Investitions- kosten 2030 in €/kW	Investitions- kosten 2040 in €/kW	Investitions- kosten 2045 in €/kW	Mittlere Kosten- abweichung.	Betriebskosten		Wirts. (Techn.) Lebens- dauer in a
					Fix (An- teil In- vest.)	Variabel in €/kWh	
Onshore-Windkraftanlagen				Eigene Annahmen in Anlehnung an: [43]–[46]			
1290	1130	1050	1025	±31%	2,5%	0	20 (25)
Offshore-Windkraftanlagen (Nordsee)				Eigene Annahmen in Anlehnung an: [43], [45], [46]			
3920	3457	2993	2762	±29%	2,5%	0	20 (25)
Dachflächen-Photovoltaik				Eigene Annahmen in Anlehnung an: [44], [46], [47]			
1016	774	582	528	±23%	2,1%	0	20 (25)
Freiflächen-Photovoltaik				Eigene Annahmen in Anlehnung an: [44], [46]			
690	450	370	345	±9%	1,7%	0	20 (25)
Laufwasserkraftwerke				Eigene Annahmen in Anlehnung an: [46], [48]			
1300	1300	1300	1300	±23%	4%	0	40 (40)

Tabelle D.5: Techno-ökonomische Annahmen für Speichertechnologien

Technische Parameter			Wirtschaftliche Parameter				
Ladungs- (Entladungs-) Wirkungsgrad 2050	ub in GWh	Selbstentladung in 1/h	Investitionskosten 2045 (2020) in €/kWh	Mittlere Kostenabw.	Betriebskosten		Wirts. (Techn.) Lebensdauer in a
					Fix (Anteil Invest.)	Variabel in €/kWh	
Pumpspeicher			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [5], [49]				
91% (91%)	59,1	-	12,5 (12,5)	-	1%	0	40 (80)
Haushalts-Batteriespeicher			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [42], [50]				
96% (96%)	256	-	311 (682)	-	2,5%	0	15 (18)
Großbatteriespeicher			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [5], [51]				
96% (96%)	-	-	142 (311)	-	2,5%	0	15 (18)
Wasserstoffspeicher (350 bar)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [42], [50], [52]				
70% (50-61%)	80.000	-	18 (18)	-	2%	0	30 (30)
Wasserstoffspeicher (Kaverne - Umwidmung)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [30], [42], [50], [52]				
70% (50-61%)	34.556	-	0,36 (0,36)	-	2%	0	40 (40)
Wasserstoffspeicher (Kaverne - Neubau)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [30], [42], [50], [52], [53]				
70% (50-61%)	336.270	-	0,70 (0,70)	-	2%	0	40 (40)
Erdgasspeicher (Kaverne)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [42], [50], [52]				
99% (99%)	380.000	-	0,29 (0,29)	-	2%	0	40 (40)
Haushalts-Wärmespeicher (Wasser)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [50], [54]				
99% (99%)	2.800	0,35%	30,0	-	4%	0	20 (20)
Nahwärme-Wärmespeicher (Wasser)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [50], [54], [55]				
98% (98%)	-	0,04%	9,0 (9,0)	-	0,9%	0	20 (25)
Fernwärme-Wärmespeicher (Wasser)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [50], [54], [56]				
98% (98%)	-	0,01%	0,67 (0,67)	-	3%	0	20 (25)
Druckluftspeicher (Kaverne)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [46], [57]				
74-84% (74-84%)	7.600	0,03%	30 (30)	-	1,3%	0	30 (35)
Druckluftspeicher - adiabatisch (Kaverne)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [46], [57], [58]				
74-84% (74-84%)	7.600	0,03%	40 (40)	-	2%	0	30 (35)

Tabelle D.6: Techno-ökonomische Annahmen für ausgewählte Umwandlungstechnologien

Technische Parameter		Wirtschaftliche Parameter				
Wirkungsgrad 2045 (2020)	Bezugsgröße	Investitionskosten 2045 (2020) in €/kW	Mittlere Kosten-abw.	Betriebskosten		Wirts. (Techn.) Lebens-dauer in a
				Fix (An-teil In-vest.)	Variabel in €/kWh	
Gaskraftwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [42], [46], [59], [60]				
$\eta_{el} = 0,45$ (0,4)	El. Output	405 (405)	$\pm 29\%$	3,5%	0,001	30 (35)
Gasheizkraftwerke (KWK)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [42], [46], [59], [60]				
$\eta_{el} = 0,35$ (0,33); $\eta_{th} = 0,5$ (0,52)	El. Output	677 (730)	$\pm 23\%$	4%	0,0015	30 (35)
GuD-Kraftwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [42], [46], [59], [60]				
$\eta_{el} = 0,64$ (0,6)	El. Output	850 (850)	$\pm 35\%$	3%	0,002	30 (35)
GuD-Heizkraftwerke (KWK)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [42], [46], [59], [60]				
$\eta_{el} = 0,51$ (0,48); $\eta_{th} = 0,37$ (0,4)	El. Output	930 (980)	$\pm 27\%$	4%	0,004	30 (35)
GuD-Kraftwerke (CO ₂ Abscheidung)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [42], [46], [59], [60]				
$\eta_{el} = 0,45$ (0,4)	El. Output	1500 (1500)	$\pm 17\%$	2,5%	0,004	30 (30)
Mini-BHKW		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [48], [61], [62]				
$\eta_{el} = 0,37$ (0,34); $\eta_{th} = 0,53$ (0,56)	El. Output	1430 (1780)	$\pm 10\%$	3%	0	20 (20)
Gastherme		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [48], [61], [62]				
$\eta_{th} = 0,96$ (0,96)	Th. Output	330 (330)	$\pm 33\%$	1%	0	20 (20)
Gasbrennwerttherme		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [48], [61], [62]				
$\eta_{th} = 0,98$ (0,98)	Th. Output	655 (655)	$\pm 2\%$	1%	0	20 (20)
Gasbrennwerttherme - H ₂		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [48], [61], [62]				
$\eta_{th} = 0,98$ (0,98)	Th. Output	655 (655)	$\pm 2\%$	1%	0	20 (20)
PEM-Elektrolyseanlagen		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [63]–[65]				
$\eta_{H_2} = 0,7$ (0,65)	El. Input	375 (800)	$\pm 30\%$	3%	0	10 (16)
PEM-Brennstoffzellen		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [42], [46], [66]				
$\eta_{el} = 0,51$ (0,51) $\eta_{th} = 0,44$ (0,44)	El. Output	1265 (2327)	$\pm 4\%$	5%	0	10 (20)
(Reversible) Festoxid-Brennstoffzellen		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [46], [52], [67]				
$\eta_{el} = 0,7$ (0,67); $\eta_{th} = 0,25$ (0,28)	El. Output	3396 (9728)	$\pm 20\%$	6%	0	20 (20)

Tabelle D.7: Techno-ökonomische Annahmen für ausgewählte Umwandlungstechnologien

Technische Parameter		Wirtschaftliche Parameter				
Wirkungsgrad 2045 (2020)	Bezugsgröße	Investitionskosten 2045 (2020) in €/kW	Mittlere Kosten- abw.	Betriebskosten	Wirts. (Techn.) Lebens- dauer in a	
Druckluftspeicherkraftwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [46], [50], [58], [68]				
$\eta_{in/out} = 0,74$ (0,74)	El. Input	480 (600)	±29%	1,3%	0,001	20 (20)
Druckluftspeicherkraftwerke (adiabatisch)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [46], [50], [58], [68]				
$\eta_{in/out} = 0,84$ (0,84)	El. Input	769 (900)	±15%	1%	0,001	20 (20)
Batteriespeicheranlagen		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [42], [46], [50]				
$\eta_{in/out} = 0,96$ (0,94)	El. Input	46 (46)	±33%	1%	0	18 (18)
Luft-Wärmepumpen (dezentral)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [61], [66], [67]				
COP = 2,3 – 4,2	Th. Output	1111 (1447)	±18%	2,5%	0	20 (20)
Luft-Wärmepumpen (Nahwärme)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [61], [66], [67]				
COP = 2,3 – 4,2	Th. Output	760 (860)	±14%	0,9%	0	20 (20)
Erdwärme-Wärmepumpen (dezentral)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [61], [66], [67], [69]				
COP = 2,9– 3,8	Th. Output	1860 (2400)	±18%	1,5%	0	20 (20)
Erdwärme-Wärmepumpen (Nahwärme)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [61], [66], [67], [69]				
COP = 2,9– 3,8	Th. Output	1640 (2100)	±14%	0,9%	0	20 (20)
Direct-Air-Capture von CO ₂ (Absorption)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [25], [70], [71]				
Stromverbrauch: 0,48 (0,69) MWh _{el} /tCO ₂ Wärmeverbrauch: 1,75 (3,4) MWh _{th} /tCO ₂	CO ₂ Output	575 (1000) in €/ (tCO ₂ *a)	-	0	30€/tCO ₂	20 (25)
Direct-Air-Capture von CO ₂ (Adsorption)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [25], [70], [71]				
Stromverbrauch: 0,39 (0,60) MWh _{el} /tCO ₂ Wärmeverbrauch: 1,6 (2,5) MWh _{th} /tCO ₂	CO ₂ Output	790 (1800) in €/ (tCO ₂ *a)	-	0	20€/tCO ₂	20 (25)

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3.1:	Historische Entwicklung [17] der Treibhausgasemissionen und THG-Reduktionsziele	8
Abbildung 4.1:	Die Modellfamilie ETHOS unter Verwendung des FINE Frameworks [19]	9
Abbildung 4.2:	Vorgehensweise bei der Ermittlung eines Transformationspfades mit dem Optimierungsmodell FINE.NESTOR	11
Abbildung 5.1:	THG-Emissionen im zeitlichen Verlauf nach Sektoren aufgeteilt	13
Abbildung 5.2:	Restemissionen im Jahr 2045, THG-Kompensation und geologische Speicherung ohne LULUCF Maßnahmen	14
Abbildung 5.3:	Restemissionen im Jahr 2045, THG-Kompensation und geologische Speicherung mit Berücksichtigung von LULUCF-Maßnahmen	16
Abbildung 5.4:	Primärenergieverbrauch im Szenario KSG2045	17
Abbildung 5.5:	Entwicklung des fossilbasierten Endenergieverbrauchs nach Energieträger	18
Abbildung 5.6:	Entwicklung der Energieimporte in den Exkursen	19
Abbildung 5.7:	Endenergieverbrauch nach Sektoren	19
Abbildung 5.8:	Kostenänderung gegenüber einer Business-as-Usual Entwicklung	21
Abbildung 5.9:	Stromverbrauch (ohne Exporte) im Szenario KSG2045	23
Abbildung 5.10:	Entwicklung der installierten Leistung (ohne Speicher) bis zum Jahr 2045	24
Abbildung 5.11:	Onshore-Windkraftpotenzial in Abhängigkeit von Abstandsregelungen	26
Abbildung 5.12:	Bruttostromerzeugung im Szenario KSG2045	27
Abbildung 5.13:	Stromerzeugungskapazitäten (links) und Wasserstoffaufkommen (rechts) des Exkurses (Max. hist. Ausbauraten) im Jahr 2045 und Änderung zum Referenzszenario KSG2045	29
Abbildung 5.14:	Wasserstoffbedarf nach Sektoren aufgeteilt	30
Abbildung 5.15:	Wasserstofferzeugung bzw. -aufkommen	31
Abbildung 5.16:	Wasserstoff-Importe nach Deutschland im Jahr 2045 unter Berücksichtigung der Importmengen und -kosten	32
Abbildung 5.17:	Kostenoptimale globale Wasserstoffallokation im Jahr 2045	33
Abbildung 5.18:	Optimierte Wasserstoff-Pipelineinfrastruktur im Jahr 2045	34
Abbildung 5.19:	Umstellung und Neubau von Pipelines zum Aufbau einer Wasserstofftransportinfrastruktur	35
Abbildung 5.20:	Wasserstoffbedarf im Jahr 2045	37
Abbildung 5.21:	Wasserstofferzeugung im Jahr 2045	38
Abbildung 5.22:	Wärmenachfrage nach Art und Temperaturniveau	39

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 5.23:	Gesamtwärmeerzeugung nach Energieträger	40
Abbildung 5.24:	Prozesswärmeerzeugung nach Temperaturniveaus im Jahr 2045	40
Abbildung 5.25:	Raumwärme- und Warmwasserversorgung nach Energieträger	41
Abbildung 5.26:	Stromerzeugung und Füllstand der Wasserstoffspeicher im Jahr 2045	44
Abbildung 5.27:	Kumulative Wasserstoffspeicherung in TWh über alle Szenariojahre mit Zieljahr 2045 für die Salzkavernenspeicher	45
Abbildung 5.28:	Bioenergieaufkommen im Jahr 2045 in TWh	47
Abbildung 5.29:	Aufkommen und Nutzung von Bioenergie im Jahr 2045 in TWh	48
Abbildung 5.30:	Aufkommen und Nutzung von Bioenergie im Jahr 2045 in TWh (Exkurs begrenzte Verfügbarkeit von Anbaufläche)	49
Abbildung 5.31:	Industrieller Wasserstoffbedarf aufgeteilt nach Anwendungen/Prozessen	50
Abbildung 5.32:	Veränderung des Primärenergiebedarfs im Vergleich zum KSG2045 Szenario (links) und industrieller Endenergiebedarf (rechts) im Exkurs im Jahr 2045	52
Abbildung 5.33:	Entwicklung der installierten Wärmepumpen und der energetischen Sanierungsrate in Abhängigkeit vom erneuerbaren Anteil an der Stromerzeugung	53
Abbildung 5.34:	Verkehrsleistung und Kraftstoffverbrauch des Personenverkehrs im Jahr 2045	54
Abbildung 5.35:	Transportleistung und Kraftstoffverbrauch des Güterverkehrs im Jahr 2045	55
Abbildung 5.36:	Entwicklung der Antriebstechnologien im Pkw Segment bezogen auf ihre Verkehrsleistung in Mrd. Personenkilometer	56
Abbildung 5.37:	Entwicklung der Antriebstechnologien im Lkw Segment ($\geq 7,5$ t) bezogen auf ihre Transportleistung in Mrd. Tonnenkilometer	56
Abbildung B.1:	Import- und Exportregionen des weltweiten Wasserstoffverteilungsmodells InfH2 [24]	62
Abbildung B.2:	Übergreifende Modellübersicht des globalen Handelsmodells InfH2 [24] am Beispiel Patagonien	62
Abbildung C.1:	Methodik zur Ableitung der Betriebspläne der Wasserstoffkavernenspeicher für andere Wetterjahre	63

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1:	Auswahl von wichtigen Rahmendaten [6]–[8]	5
Tabelle 3.2:	Exogen gesetzte Emissionspfade für sonstige Treibhausgase (ohne CO ₂), [11]–[14] und eigene Annahmen	6
Tabelle 3.3:	Zulässige Jahresemissionsmengen nach dem Klimaschutzgesetz [1]	7
Tabelle 5.1:	Kosten der Treibhausgasneutralität bis 2045	22
Tabelle 5.2:	Potenziale für den Photovoltaik- und Windenergieausbau in Deutschland	25
Tabelle 5.3:	Vergleich der historischen und für das Szenario KSG45 benötigten Ausbauraten der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten	29
Tabelle 5.4:	Übersicht über den Exkurs: Variation der Wasserstoff-Importkosten	36
Tabelle 5.5:	Installierte Wärmespeicher im Jahr 2045 nach Anwendungsbereich	42
Tabelle 5.6:	Installierte Stromspeicher im Jahr 2045	43
Tabelle D.1:	Entwicklung der Industriegüternachfragen bis 2045 in Mt/a, angelehnt an [8]	65
Tabelle D.2:	Entwicklung der Bruttowertschöpfung aggregiert abgebildeter Industrieprozesse bis 2045 in Mrd. €/a, angelehnt an [8]	65
Tabelle D.3:	Importkosten fossiler und erneuerbarer Energieträger, fossil angelehnt an [8], [41], [42], erneuerbar nach eigenen Berechnungen und [43] mit eigenen Annahmen	66
Tabelle D.4:	Techno-ökonomische Annahmen für ausgewählte erneuerbare Energien	66
Tabelle D.5:	Techno-ökonomische Annahmen für Speichertechnologien	67
Tabelle D.6:	Techno-ökonomische Annahmen für ausgewählte Umwandlungstechnologien	68
Tabelle D.7:	Techno-ökonomische Annahmen für ausgewählte Umwandlungstechnologien	69

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
BaU	Business-as-Usual
BauGB	Baugesetzbuch
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIP	Bruttoinlandsprodukt
COP	Coefficient of Performance
DAC	Direct Air Capture
DLM	Digitales Landschaftsmodell
EE	Erneuerbare Energien
ETHOS	Energy Transformation Pathway Optimization Suite
F-Gase	fluorierte Treibhausgase
FINE	Framework for Integrated Energy System Assessment
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GLAES	Geospatial Land Eligibility for Energy Systems
GuD	Gas-und-Dampf
IEK-3	Institut für Energie- und Klimaforschung – Techno-ökonomische Systemanalyse
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
KSG	Klimaschutzgesetz
KSpG	Kohlendioxid-Speicherungsgesetz
KUP	Kurzumtriebsplantagen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry
MERRA	Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications

Abkürzung	Bedeutung
NESTOR	National Energy System Model with Sector Coupling
PEM	Proton Exchange Membrane
PtH	Power-to-Heat
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
RESkit	Renewable Energy Simulation Toolkit
THG	Treibhausgas
UBA	Umweltbundesamt

Literaturverzeichnis

- [1] *Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S.2513), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 18. August 2021 (BGBl. I S. 3905) geändert worden ist.* Verfügbar unter: <http://www.gesetze-im-internet.de/ksg/index.html>
- [2] BVerfG: *Beschluss des Ersten Senats vom 24. März 2021- 1 BvR 2656/18 -, Rn. 1-270,- 1 BvR 96/20,- 1 BvR 288/20, siehe auch Pressemitteilung Nr. 31/2021 vom 29. April 2021, März 2021.*
- [3] *Gesetz zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften.* 2019.
- [4] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, Berlin, Sep. 2010. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.html>
- [5] M. Robinius et al.: *Wege für die Energiewende - Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050.* Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energie & Umwelt, Band 499, 2020.
- [6] Statistisches Bundesamt: *GENESIS-Online*, Wiesbaden, 2021. Verfügbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> (zugegriffen 1. April 2021).
- [7] S. Radke: *Verkehr in Zahlen 2019/2020*, Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Berlin, 2019. Verfügbar unter: https://www.bmvi.de/Shared-Docs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen-2019-pdf.pdf?__blob=publicationFile
- [8] P. Gerbert et al.: *Klimapfade für Deutschland*, BDI, Jan. 2018. Verfügbar unter: <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-fuer-deutschland/>
- [9] Deutsche Bundesbank: *Umlaufrendite nach Wertpapierarten*. Verfügbar unter: https://www.bundesbank.de/dynamic/action/de/statistiken/zeitreihen-datenbanken/zeitreihen-datenbank/759778/759778?listId=www_skms_it01 (zugegriffen 17. Februar 2021).
- [10] Bundesnetzagentur: *Beschlussentwurf: Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Elektrizitätsnetzbetreiber*, Bonn, 2016. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2016/BK4-16-0160/BK4-16-0160_Konsultation_Strom.pdf;jsessionid=05B8657AA90E86384CF9BC4959847A1F?__blob=publicationFile&v=6 (zugegriffen 17. Februar 2021).
- [11] European Parliament: *Regulation (EU) No 517/2014 of the European Parliament and of the Council of 16 April 2014 on fluorinated greenhouse gases and repealing Regulation (EC) No 842/2006 Text with EEA relevance.* 2014, S. 195–230.
- [12] European Commission: *Kigali Amendment to the Montreal Protocol on Substances that Deplete the Ozone Layer.* 2018. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/clima/news/eu-ratifies-kigali-amendment-montreal-protocol_en (zugegriffen 25. Oktober 2020).

- [13] Prognos et al.: *Klimaneutrales Deutschland*, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität, Berlin, 2020.
- [14] K. Purr et al.: *Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050 - Hintergrundpapier*. Umweltbundesamt, 2013. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgasneutrales-deutschland-im-jahr-2050>
- [15] J. Rogelj et al.: *Mitigation Pathways Compatible with 1.5°C in the Context of Sustainable Development*, IPCC, Chapter 2, 2018. Verfügbar unter: <https://www.ipcc.ch/sr15/chapter/chapter-2/>
- [16] C. Hornberg et al.: *Für eine entschlossene Umweltpolitik in Deutschland und Europa. Umweltgutachten 2020*, Sachverständigenrat für Umweltfragen, Berlin, Jan. 2020.
- [17] P. Gniffke: *Vorjahreschätzung der deutschen Treibhausgas-Emissionen für das Jahr 2020*, Umweltbundesamt, März 2021. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland> (zugegriffen 24. Januar 2022).
- [18] P. M. Lopion: *Modellgestützte Analyse kosteneffizienter CO₂-Reduktionsstrategien*, Dissertation, Fakultät für Maschinenwesen, RWTH Aachen, Jülich, 2020.
- [19] FINE: *Framework for Integrated Energy System Assessment*. Verfügbar unter: <https://github.com/FZJ-IEK3-VSA/FINE>
- [20] F. Kullmann: *Recycling- und Defossilisierungsmaßnahmen im Kontext von CO₂-Reduktionsstrategien*, Dissertation (unveröffentlicht), Fakultät für Maschinenwesen, RWTH Aachen, Jülich, 2022.
- [21] S. Cerniauskas et al.: *Wissenschaftliche Begleitstudie der Wasserstoff Roadmap Nordrhein-Westfalen*, Schriften des Forschungszentrums Jülich. Reihe Energie & Umwelt, Band 535, 2021.
- [22] T. Groß: *Multiregionales Energiesystemmodell mit Fokus auf Infrastrukturen*, Dissertation (unveröffentlicht), Fakultät für Maschinenwesen, RWTH Aachen, Jülich, 2022.
- [23] S. D. Ryberg: *Generation Lulls from the Future Potential of Wind and Solar Energy in Europe*, Dissertation, Fakultät für Maschinenwesen, RWTH Aachen, Jülich, 2020.
- [24] P. Heuser: *Weltweite Infrastruktur zur Wasserstoffbereitstellung auf Basis erneuerbarer Energien*, Dissertation, Fakultät für Maschinenwesen, RWTH Aachen, Jülich, 2021.
- [25] M. Fasihi et al.: *Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants*. *Journal of Cleaner Production*, Bd. 224, S. 957–980, Juli 2019, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.03.086.
- [26] acatech: *CCU und CCS - Bausteine für den Klimaschutz in der Industrie*, Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, München, 2018. Verfügbar unter: https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/09/acatech_POSITION_CCU_CCS_WEB-002_final.pdf (zugegriffen 18. Februar 2022).

- [27] Prognos et al.: *Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann*, Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, Berlin, 2021.
- [28] B. Osterburg et al.: *Handlungsoptionen für den Klimaschutz in der deutschen Agrar- und Forstwirtschaft*. Braunschweig: Johann Heinrich von Thünen-Institut, 2013.
- [29] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB): *Bilanz 2019*, Apr. 2021. Verfügbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/> (zugegriffen 24. Januar 2022).
- [30] D. Caglayan: *A Robust Design of a Renewable European Energy System Encompassing a Hydrogen Infrastructure*, Dissertation, Fakultät für Maschinenwesen, RWTH Aachen, Aachen, 2020.
- [31] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien - Statistik: *Informationsportal Erneuerbare Energien - Erneuerbare Energien in Zahlen*. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/erneuerbare_energien_in_zahlen.html (zugegriffen 24. Januar 2022).
- [32] S. Cerniauskas et al.: *Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study*. *International Journal of Hydrogen Energy*, Bd. 45, Nr. 21, S. 12095–12107, Apr. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.02.121.
- [33] Global Modeling and Assimilation Office: *MERRA-2 weather data*, Goddard Space Flight Center Distributed Active Archive Center, Greenbelt, USA, 2015.
- [34] M. Hoffmann et al.: *The Pareto-Optimal Temporal Aggregation of Energy System Models*. Nov. 2021, Verfügbar unter: <http://arxiv.org/abs/2111.12072> (zugegriffen 4. März 2022).
- [35] Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR): *Anbaufläche für nachwachsende Rohstoff 2020*, 2021. Verfügbar unter: <https://mediathek.fnr.de/grafiken/daten-und-fakten/anbauflaeche-fur-nachwachsende-rohstoffe-tabelle.html> (zugegriffen 26. Januar 2022).
- [36] S. Majer et al.: *Biomassepotenziale und Nutzungskonkurrenzen. Kurzstudie im Rahmen der Wissenschaftlichen Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVBS in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffen und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima*, Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), Leipzig, Juli 2013. Verfügbar unter: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS/mks-kurzstudie-nutzungskonkurrenzen.pdf?__blob=publicationFile
- [37] GeoBasis-DE / BKG: *3D-Gebäudemodelle LoD2 Deutschland (LoD2-DE)* ©, 2021.
- [38] GeoBasis-DE / BKG: *Digitales Basis-Landschaftsmodell (Ebenen) (Basis-DLM)* ©, 2021.

- [39] Fachagentur Wind an Land: *Überblick Abstandsempfehlungen und Vorgaben zur Ausweisung von Windenergiegebieten in den Bundesländern*, 2021. Verfügbar unter: https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/PlanungGenehmigung/FA_Wind_Abstandsempfehlungen_Laender.pdf (zugegriffen 23. Februar 2022).
- [40] *Baugesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 3. November 2017 (BGBl. I S. 3634), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 10. September 2021 (BGBl. I S. 4147) geändert worden ist*. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-inter-net.de/bbaug/BJNR003410960.html>
- [41] International Energy Agency: *World Energy Outlook 2020*. 2020.
- [42] B. Pfluger et al.: *Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland*, 2017. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html> (zugegriffen 23. Oktober 2017).
- [43] M. Schönfish et al.: *Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen*, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Köln, Nov. 2020.
- [44] I. Tsiropoulos et al.: *Cost development of low carbon energy technologies: scenario based cost trajectories to 2050, 2017 edition*. Luxemburg: Publications Office of the European Union, 2018. Verfügbar unter: <https://data.europa.eu/doi/10.2760/490059> (zugegriffen 7. Februar 2022).
- [45] Prognos: *Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger*, Berlin, Mai 2020. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transaktionspfade-fuer-strombasierte-energietaeager.pdf?__blob=publicationFile (zugegriffen 7. Februar 2022).
- [46] J. Carlsson et al.: *Energy Technology Reference Indicator (ETRI) projections for 2010-2050*. Luxemburg: Publications Office of the European Union, 2014. Verfügbar unter: <https://data.europa.eu/doi/10.2790/057687> (zugegriffen 7. Februar 2022).
- [47] Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg und Bosch & Partner: *Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie*, Stuttgart, März 2019. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/zsv-boschundpartner-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=7 (zugegriffen 7. Februar 2022).
- [48] A. Palzer: *Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor*. Stuttgart: Fraunhofer Verlag, 2016.
- [49] P. Stenzel et al.: *Energiespeicher*, Düsseldorf, Band 72. Nr. 8-9, 2020.

- [50] P. Elsner und D. Sauer: *Energiespeicher: Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“*, acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, München, Nov. 2015. Verfügbar unter: https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/03/ESYS_Technologiesteckbrief_Energiespeicher.pdf (zugegriffen 7. Februar 2022).
- [51] W. Cole und A. W. Frazier: *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2020 Update*, National Renewable Energy Laboratory, Golden, USA, Juni 2020. Verfügbar unter: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75385.pdf> (zugegriffen 7. Februar 2022).
- [52] K. Stolzenburg et al.: *Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem. Abschlussbericht*, Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Berlin, März 2014. Verfügbar unter: <https://edocs.tib.eu/files/e01fn16/872792943.pdf> (zugegriffen 7. Februar 2022).
- [53] L. Welder et al.: *Spatio-temporal optimization of a future energy system for power-to-hydrogen applications in Germany*. *Energy*, Bd. 158, S. 1130–1149, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.05.059.
- [54] Danish Energy Agency: *Technology Data - Energy storage*, Kopenhagen. Verfügbar unter: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_energy_storage.pdf (zugegriffen 1. Juni 2021).
- [55] F. Mauthner und S. Herkel: *Technology and demonstrators. Technical Report Sub-task C – Part C1*, IEA Solar Heating and Cooling Programme, Gleisdorf, Juni 2016. Verfügbar unter: https://task52.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/IEA-SHC-Task52-STC1-Classification-and-Benchmarking_v02.pdf (zugegriffen 7. Februar 2022).
- [56] European Commission. Joint Research Centre. et al.: *Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU*. Luxemburg: Publications Office of the European Union, 2017. Verfügbar unter: <https://data.europa.eu/doi/10.2760/24422> (zugegriffen 7. Februar 2022).
- [57] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe et al.: *Informationssystem Salzstrukturen: Planungsgrundlagen, Auswahlkriterien und Potentialabschätzung für die Errichtung von Salzkavernen zur Speicherung von Erneuerbaren Energien (Wasserstoff und Druckluft)*, Hannover, März 2016.
- [58] C. Pape et al.: *Roadmap Speicher: Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung*, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel, 2014.
- [59] M. Wietschel et al.: *Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung: Technologienbericht*. Stuttgart: Fraunhofer Verlag, 2010. Verfügbar unter: https://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-1185350.pdf (zugegriffen 7. Februar 2022).

- [60] K. Görner und D. Sauer: *Konventionelle Kraftwerke Technologiesteckbrief zur Analyse Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050*, acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Feb. 2016. Verfügbar unter: https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Technologiesteckbrief_Konventionelle_Kraftwerke.pdf (zugegriffen 7. Februar 2022).
- [61] Danish Energy Agency: *Technology Data - Heating installations*, Kopenhagen, 2020. Verfügbar unter: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-individual-heating-plants> (zugegriffen 7. Februar 2022).
- [62] Gerhardt, Norman et al.: *Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Endbericht*, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel, Sep. 2015. Verfügbar unter: https://www.iese.fraunhofer.de/content/dam/iese/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EEStrom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf (zugegriffen 7. Februar 2022).
- [63] Agora Verkehrswende et al.: *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe*, Berlin, März 2018. Verfügbar unter: https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynKost-Studie_WEB.pdf (zugegriffen 7. Februar 2022).
- [64] S. Schiebahn et al.: *Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany. International Journal of Hydrogen Energy*, Bd. 40, Nr. 12, S. 4285–4294, Apr. 2015, doi: 10.1016/j.ijhydene.2015.01.123.
- [65] S. M. Saba et al.: *The investment costs of electrolysis – A comparison of cost studies from the past 30 years. International Journal of Hydrogen Energy*, Bd. 43, Nr. 3, S. 1209–1223, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.11.115.
- [66] Danish Energy Agency: *Technology Data - Generation of Electricity and District heating*, Kopenhagen, 2020. Verfügbar unter: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-generation-electricity-and> (zugegriffen 7. Februar 2022).
- [67] L. Kotzur: *Future grid load of the residential building sector*, Dissertation, Fakultät für Maschinenwesen, RWTH Aachen, Jülich, 2018.
- [68] J. Wang et al.: *Overview of Compressed Air Energy Storage and Technology Development. Energies*, Bd. 10, Nr. 7, S. 991, Juli 2017, doi: 10.3390/en10070991.
- [69] P. Blum et al.: *Techno-economic and spatial analysis of vertical ground source heat pump systems in Germany. Energy*, Bd. 36, Nr. 5, S. 3002–3011, Mai 2011, doi: 10.1016/j.energy.2011.02.044.
- [70] P. Viebahn et al.: *Technologiebericht 4.4 Verfahren der CO₂-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende*, Wuppertal Institut, Wuppertal, 2018. Verfügbar unter: https://epub.wuppertalinst.org/front-door/deliver/index/docId/7062/file/7062_CO2-Abtrennung.pdf (zugegriffen 7. Februar 2022).

- [71] R. Hanna et al.: *Emergency deployment of direct air capture as a response to the climate crisis*. *Nature Communications*, Bd. 12, Nr. 1, S. 368, Dez. 2021, doi: 10.1038/s41467-020-20437-0.

Band / Volume 565

Sequential and coupled inversion of time-lapse borehole GPR measurements for vadose zone model parameterization

Y. Yu (2022), XX, 121 pp

ISBN: 978-3-95806-607-6

Band / Volume 566

Cirrus clouds in the extratropical tropopause and lowermost stratosphere region

I. Bartolomé García (2022), iii, 155 pp

ISBN: 978-3-95806-610-6

Band / Volume 567

Stationary and Transient Behaviour of Polymer Electrolyte Fuel Cells

Y. Shi (2022), viii, 172 pp

ISBN: 978-3-95806-611-3

Band / Volume 568

14th Carolus Magnus Summer School on Plasma and Fusion Energy Physics

D. Reiser (Ed.), (2022), 207 pp

ISBN: 978-3-95806-613-7

Band / Volume 569

Spectral induced polarization of calcite precipitation in porous media

S. Izumoto (2022), xviii, 106 pp

ISBN: 978-3-95806-614-4

Band / Volume 570

Technische und ökonomische Bewertung der Polymer-Elektrolyt-Membran Elektrolyse

S. M. Saba (2022), IV, 263 pp

ISBN: 978-3-95806-615-1

Band / Volume 571

Advanced Sintering of Garnet-Based Ceramic Composite Cathodes for All-Solid-State Lithium Batteries

M. Ihrig (2022), VIII, 160 pp

ISBN: 978-3-95806-616-8

Band / Volume 572

Developing an integrated value-based institutional framework for analyzing nexus governance challenges – the case study of Germany

C. Märker (2022), 290 pp

ISBN: 978-3-95806-617-5

Band / Volume 573

Ecological sanitation via thermophilic co-composting of humanure and biochar as an approach to climate-smart agriculture

D. Castro Herrera (2022), XVIII, 127 pp
ISBN: 978-3-95806-622-9

Band / Volume 574

Towards 3D crosshole GPR full-waveform inversion

A. Mozaffari (2022), viii, 122 pp
ISBN: 978-3-95806-623-6

Band / Volume 575

Investigations of the atmospheric OH, HO₂ and RO₂ radical chemical budgets and their impact on tropospheric ozone formation in a rural area in West-Germany in the JULIAC 2019 campaign

C. Cho (2022), 182 pp
ISBN: 978-3-95806-625-0

Band / Volume 576

Thermochemische Beständigkeit von Carbonat-Keramik-Membranen für die CO₂-Abtrennung in Wassergas-Shift-Reaktoren

U. Gude (2022), X, 176, LXIII pp
ISBN: 978-3-95806-626-7

Band / Volume 577

Neue Ziele auf alten Wegen?

Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045

D. Stolten, P. Markewitz, T. Schöb, F. Kullmann, S. Risch, T. Groß, M. Hoffmann, D. Franzmann, T. Triesch, S. Kraus, R. Maier, B. Gillessen, H. Heinrichs, N. Pflugradt, T. Grube, J. Linssen, L. Kotzur (2022), VI, 81 pp
ISBN: 978-3-95806-627-4

Weitere **Schriften des Verlags im Forschungszentrum Jülich** unter
<http://www.zb1.fz-juelich.de/verlagextern1/index.asp>

Energie & Umwelt / Energy & Environment
Band / Volume 577
ISBN 978-3-95806-627-4