
NEUE ZIELE AUF ALTEN WEGEN?

Strategien für eine treibhausgasneutrale
Energieversorgung bis zum Jahr 2045

KURZFASSUNG



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

a

Institut für Energie- und Klimaforschung:
Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3)
Forschungszentrum Jülich GmbH | D-52425 Jülich

b

Lehrstuhl für Brennstoffzellen
RWTH Aachen University
c/o Institut für Energie- und Klimaforschung (IEK-3)
Forschungszentrum Jülich GmbH | D-52425 Jülich

Inhalt

Managerial Summary	1
1 Einleitung	2
2 Szenariodefinition	3
3 Rahmendaten und Annahmen	3
4 Methodik und Vorgehensweise	5
5 Ergebnisse	7
5.1 Entwicklung der Treibhausgasemissionen	7
5.2 Entwicklung des Energieverbrauchs	7
5.3 Kosten	8
5.4 Stromverbrauch, Kapazitäten	9
5.5 Wasserstoffverbrauch und -aufkommen	12
5.6 Dunkelflaute und Speicherbedarf	14
5.7 Negative Emissionen	15
5.8 Bioenergie	17
5.9 Industrie	18
5.10 Gebäude	19
5.11 Verkehr	20
6 Zusammenfassung	21

Managerial Summary

Mit dem neuen Bundes-Klimaschutzgesetz¹ (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 ETHOS² 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

Detaillierungsgrad 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, BECCS³) 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.

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.

² Energy Transformation Pathway Optimization Suite

³ BECCS: Bioenergy with Carbon Capture and Storage

4. Treibhausgasneutralität nur mit einer Bindung von CO₂ außerhalb der Atmosphäre wie z.B. die **geologische 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 Energiepreisschwankungen 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 Ausbauraten 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 Planungsdauern.

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.

1 Einleitung

In seinem am 29.4.2021 verkündetem Urteil⁴ stellt das Bundesverfassungsgericht fest, dass das seinerzeit geltende Klimaschutzgesetz⁵ 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 Bundesregierung⁶ 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

⁴ Beschluss vom 24.3. 2021, 1 BvR 2656/18, 1 BvR 96/20, 1 BvR 78/20, 1 BvR 288/20, 1 BvR 96/20, 1 BvR 78/20, siehe auch Pressemitteilung des Bundesverfassungsgerichts Nr. 31/2021 vom 29. April 2021

⁵ Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. IS.2513)

⁶ Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung vom 28.9.2010, www.bmwi.de

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 Treibhausgasemissionen 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 ETHOS⁷ entwickelt, mit der es u.a. möglich ist, für Deutschland kostenoptimale Treibhausgasreduktionsstrategien in unterschiedlichster Detailtiefe zu berechnen. Einige Modelle der Modellfamilie ETHOS wurde für die nachfolgenden Analysen eingesetzt. Herzstück der Analysen ist das Energiesystemmodell FINE.NESTOR⁸, 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)⁹ 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 beispielweise Aussagen zur Robustheit des Modellergebnisses treffen zu können. Aus bisherigen Szenarioanalysen ist bekannt, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien eine entscheidende Stellenschraube 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. 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 wurden bereits in einer

⁷ Energy Transformation Pathway Optimization Suite

⁸ National Energy System Model with Sector Coupling

⁹ LULUCF: Land use, Land-use Change and Forestry

Vorläuferstudie¹⁰ verwendet und basieren weitestgehend auf der BDI Studie „Klimapfade für Deutschland“¹¹. Danach wird von einer rückläufigen Bevölkerungszahl ausgegangen, die im Jahr 2040 bei 79,3 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 zum Jahr 2040 bzw. 2050 deutlich erhöhen. Damit geht einher, dass der Trend einer Erhöhung der spezifischen Wohnfläche pro Kopf weiter steigt 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. Die bis zum Jahr 2040 bzw. 2050 leicht abnehmende Personenverkehrsleistung spiegelt die Annahme einer rückläufigen Bevölkerungsentwicklung wider. Demgegenüber wird von steigenden Güterverkehrsleistungen ausgegangen, die mit einem kontinuierlichen Wirtschaftswachstum von ca. 1,2% pro Jahr korrelieren.

Wie die aktuelle 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 Verhaltens-effekte (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.

Für die Treibhausgasemissionen in der Landwirtschaft wird ein exogener Emissionspfad gesetzt. Bis zum Jahr 2030 folgt der gesetzte Pfad den Vorgaben des Klimaschutzgesetzes, die weitere Emissionsreduktion bis 2050 orientiert sich an einer Studie des Umweltbundesamtes¹². Hierbei wird konsistent mit den anderen getroffenen Annahmen keine Reduktion der

Viehbestände aufgrund von veränderten Essgewohnheiten unterstellt. Dadurch reduzieren sich die Treibhausgasemissionen in der Landwirtschaft bis 2045 durch effizienteres Düngemanagement und die Vergärung von Gülle in Biogasanlagen auf ca. 48 Mio. t CO₂äq.

Im Jahr 2019 lagen die Treibhausgasemissionen in Deutschland bei etwa 810 Mio. t CO₂äq. 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. Treibhausgasziele für einzelne Sektoren werden nicht vorgegeben. Durch die neuen Zielsetzungen des aktuellen Klimaschutzgesetzes verringert sich die über den Zeitraum von 25 Jahren emittierte Treibhausgasmenge gegenüber den vorherigen Zielsetzungen (Klimaschutzgesetz 2019 und Zielsetzungen des Energiekonzeptes) von 14.160 Mt auf 10.100 Mt, was einem Rückgang von fast 29% entspricht (vgl. Abbildung 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) einordnen¹³. Zum Vergleich: Für das Erreichen des 1,5°C-Ziel (50% Wahrscheinlichkeit) dürfte

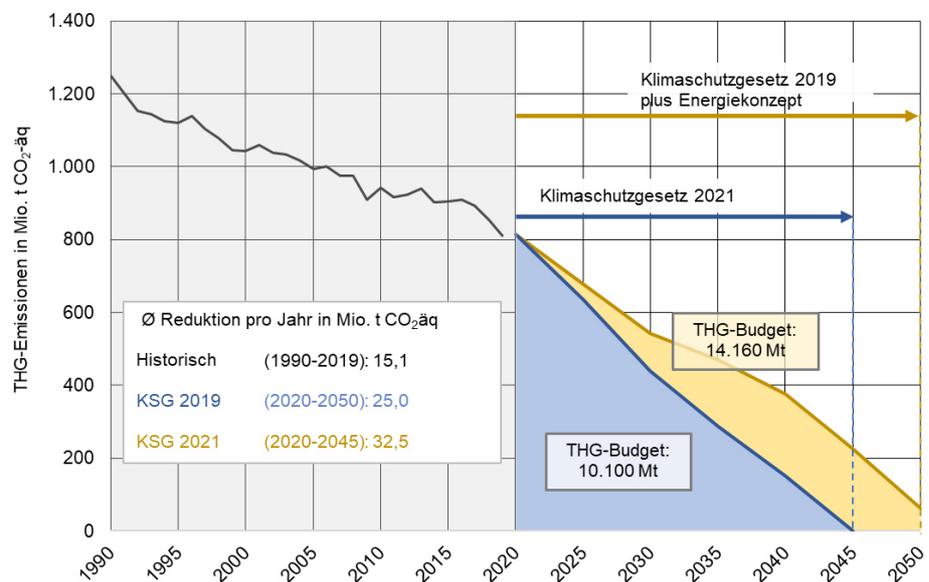


Abbildung 1 Historische Entwicklung¹⁴ der Treibhausgasemissionen und THG-Reduktionsziele

¹⁰ Robinius et al. (2020), Wege für die Energiewende-Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem zum Jahr 2050. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energie & Umwelt, Band 499

¹¹ Gerbert et al. (2018), Klimapfade für Deutschland, Studie des BDI, <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-fuer-deutschland/>

¹² Umweltbundesamt (2013), Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050, Hintergrund //Oktober 2013, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/treibhausgasneutrales_deutschland_im_jahr_2050_langfassung.pdf

¹³ Budgets entsprechend dem IPCC Bericht (IPCC (2018), Special Report: Global Warming of 1.5 °C, <http://www.ipcc.ch/report/sr15/>), Aufteilung nach Anteilen an der Weltbevölkerung analog zum Sachverständigenrat für Umweltfragen (Sachverständigenrat für Umweltfragen (2020), Für eine entschlossene Umweltpolitik in Deutschland und Europa – Umweltgutachten 2020, https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/01_Umweltgutachten/2016_2020/2020_Umweltgutachten_Entschlossene_Umweltpolitik.html)

ein Gesamtbudget von ca. 4.260 Mt nicht überschritten werden.

Die historische spezifische THG-Minderungsrate lag in den letzten 30 Jahren im Durchschnitt bei ca. 15 Mio. tCO_{2äq} pro Jahr¹⁴. Für das Erreichen der alten Zielsetzungen wäre eine durchschnittlich jährliche Minderungsrate von 25 Mio. tCO_{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. tCO_{2äq} was einer Verdopplung der historischen Rate entspricht.

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 Treibhausgas-minderung 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. 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.

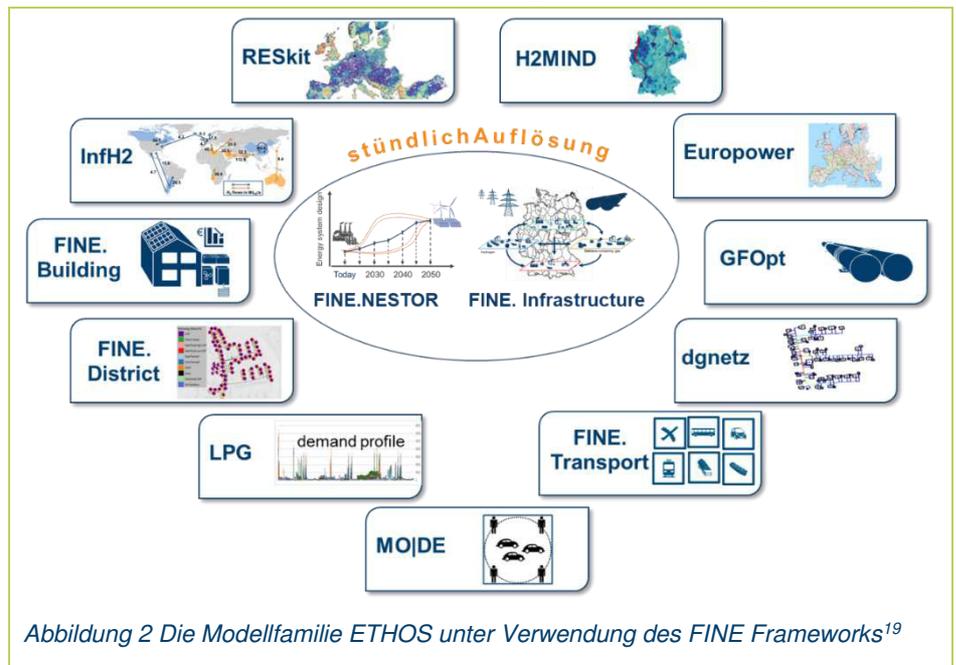
4 Methodik und Vorgehensweise

Für die Szenarioanalysen wurde die vom Forschungszentrum Jülich (IEK-3) entwickelte Modellfamilie ETHOS¹⁵ eingesetzt (vgl. Abbildung 2). 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

Herzstück der vorliegenden Analysen ist das Modell FINE.NESTOR^{16,17} Hierbei handelt es sich um ein Optimierungsmodell, das die nationale Energieversorgung von der Primärenergie bis zu Endenergie über alle po-



tenziellen Pfade und Techniken abbildet. Zielfunktion ist die Minimierung der Gesamtsystemkosten. Unter Berücksichtigung extern vorgegebener Randbedingungen (z.B. Treibhausgasminderungsziele) und Annahmen (z.B. Industriegüterproduktionen, Verkehrsleistungsnachfragen) 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,

¹⁴ Umweltbundesamt (2021), Treibhausgasemissionen in Deutschland. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#emissionsentwicklung>

¹⁵ Energy Transformation Pathway Optimization Suite

¹⁶ National Energy System Model with integrated Sector coupling

¹⁷ Lopion, P. (2020), Modellgestützte Analyse kosteneffizienter CO₂-Reduktionsstrategien. Schriftenreihe des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energie & Umwelt, Band 506, (D82 Diss. RWTH Aachen, 2020)

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. Das 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.

Das Optimierungsmodell Modell FINE.Infrastructure¹⁸¹⁹ 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 standort-spezifischen Merkmalen. So werden die mit FINE.NESTOR errechneten Nachfragen (Wasserstoff, Strom, Gas) räumlich disaggregiert und anschließend eine kostenoptimale Energieinfrastruktur berechnet. Ergebnis ist der Ausbau bzw. die Umstellung von bestehenden Infrastrukturen sowie ein möglicher Neubau als auch die Standortbestimmung von Erneuerbaren Energien sowie Elektrolyseuren. 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.

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. Für die Ermittlung der maximalen Potenziale von Windkraft und Photovoltaik wurden die Modelle GLAES^{20,21} und RESkit²² eingesetzt, mit denen es möglich ist, unter Berücksichtigung verschiedener Wetterjahre sowie sozio-ökonomischer Restriktionen (z.B. Ausschluss von Flächen, Abstandsregelungen) Potenzialabschätzungen vorzunehmen. Die ermittelten maximalen Potenziale werden wiederum von den Modellen FINE.NESTOR sowie FINE.Infrastructure genutzt und sind dort wichtige Inputparameter.

Mit dem Simulationsmodell InfH2²³ ist es möglich, weltweite Energieversorgungsstrukturen und davon ausgehend, Wasserstoff- und PtL-Potenziale für einen möglichen Import nach Deutschland zu berechnen. Hier werden windreiche Länder (z.B. Chile, Island, Argentinien etc.) sowie sonnenreiche Länder (z.B. Marokko, Peru, Saudi-Arabien) detailliert betrachtet. Dazu wird von der Stromerzeugung, Umwandlung und Transport die gesamte Wertschöpfungskette bis zum Anlandehafen in Deutschland techno-ökonomisch modelliert. Die Importkosten für die Energieträger Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe 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.

¹⁸ Eine Modellbeschreibung findet sich in: Cerniauskas et al.(2021), Wissenschaftliche Begleitstudie der Wasserstoff Roadmap Nordrhein-Westfalen. Schriftenreihe des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energie & Umwelt, Band 535

¹⁹ <https://github.com/FZJ-IEK3-VSA/FINE>

²⁰ GLAES: Geospatial Land Eligibility for Energy Systems

²¹ Ryberg, S. (2020), Generation Lulls from the Future Potential of Wind and Solar Energy in Europe. Schriften des Forschungszentrums Jülich. Reihe Energie & Umwelt Band 521 (Diss. RWTH Aachen)

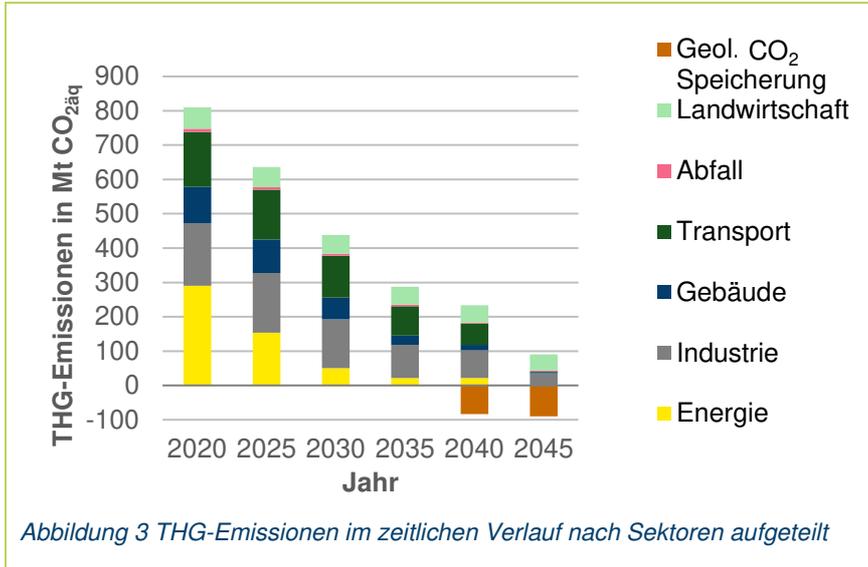
²² RESkit: Renewable Energy Simulation Toolkit

²³ Heuser, P. (2020), Weltweite Infrastruktur zur Wasserstoffbereitstellung auf Basis erneuerbarer Energien. Schriftenreihe des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energie & Umwelt Band 532 (Diss. RWTH Aachen)

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



Treibhausgasneutralität ist nur mit permanenter geologischer CO₂ Speicherung zu erreichen

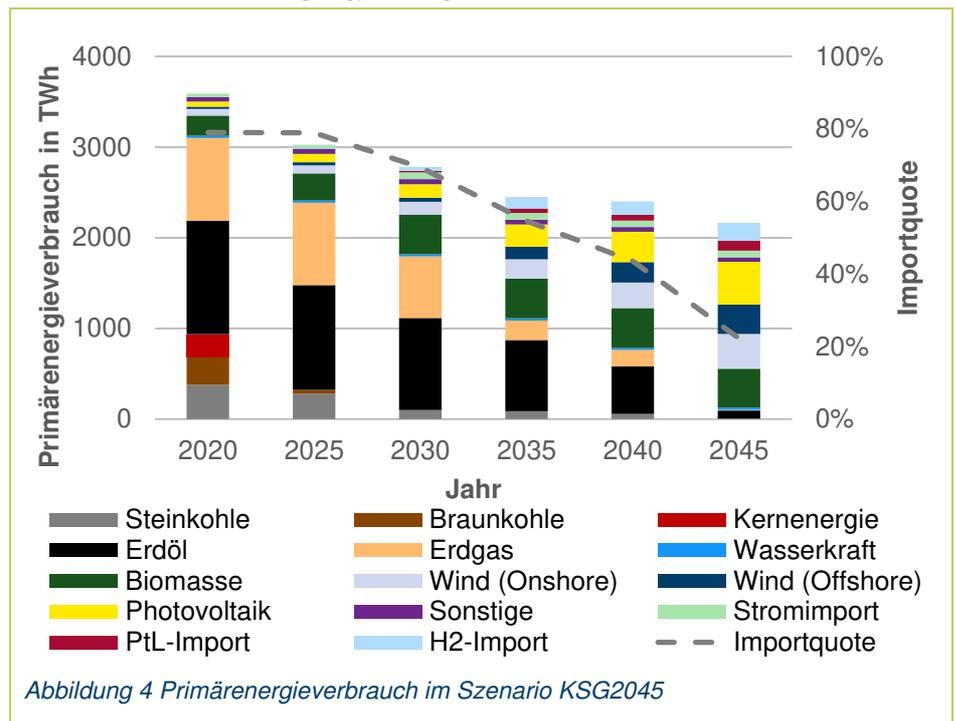
5.2 Entwicklung des Energieverbrauchs

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

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)²⁴.

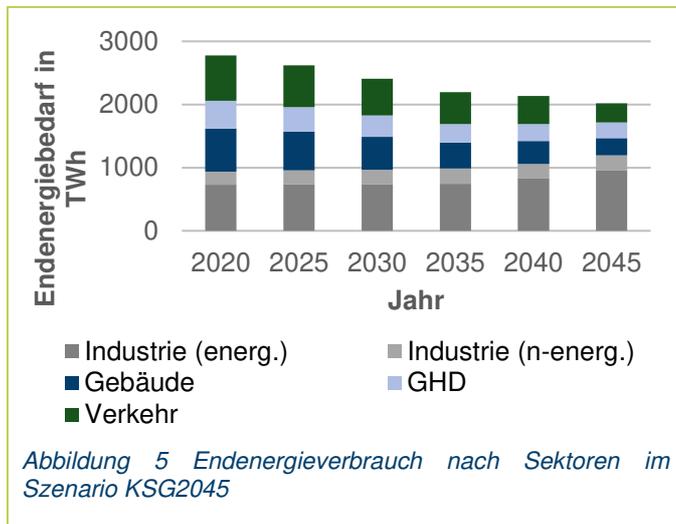
Bis 2030 werden die Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 65% reduziert. Die Analysen zeigen, dass im Energiesektor der Kohleausstieg bereits bis 2030 erfolgt und die Emissionen dadurch um ca. 80% im Vergleich zu 2019 sinken (vgl. Abbildung 3). Im Jahr 2045 sind die Sektoren Energie, Gebäude und Transport nahezu treibhausgasneutral, während im Industriesektor noch Emissionen von ca. 35 Mio. t CO₂äq 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 CO₂äq. Eine kleinere

dominiert wird, findet über den Zeitraum hinweg bis zum Jahr 2045 eine sukzessive Defossilisierung der deutschen Energieversorgung statt (vgl. Abbildung 4). Der Rückgang des Kohleinsatzes ist zum einen durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung aber auch durch die Substitution in anderen industriellen Anwendungsbereichen (z.B. Stahlherstellung, Prozesswärmeerzeugung) zu begründen.



²⁴ BECCS: Bio-Energy with Carbon Capture and Storage

Zwar ist der Einsatz von Erdöl und Erdgas bis zum Jahr 2030 rückläufig, allerdings dominieren auch zu diesem Zeitpunkt noch beide Energieträger den Primärenergie-



verbrauch. Nach 2030 nehmen Erdöl- und Erdgasverbrauch drastisch ab, um letztendlich Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 zu erreichen. So 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. Eine ähnliche Entwicklung zeigt sich auch in der Industrie, wo bis zum Jahr 2035 fast drei Viertel des heutigen Erdgasverbrauchs durch treibhausgas-neutrale Energieträger ersetzt werden müssen. Im Verkehrssektor nimmt der Einsatz von konventionellem Benzin und Diesel bis zum Jahr 2040 auf knapp ein Drittel des heutigen Verbrauchs ab. Im Jahr 2045 setzt sich der gesamte Primärenergieverbrauch zu einem großen Anteil aus treibhausgasneutralen Energieträgern zusammen. Hier dominieren der Einsatz von Bioenergie, Windkraft und Photovoltaik.

Die Analysen zeigen, dass die deutsche Energieversorgung auch zukünftig nicht ohne Energieimporte auskommen wird. Allerdings sinkt die Importquote von heute über 74%²⁵ auf ca. 22% bis zum Jahr 2045 bei einem deutlich verringerten Primärenergieverbrauch. Wesentliche Importenergieträger sind Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe, die im Jahr 2045 einen Anteil von ca. 80% ausmachen.

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). 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.

D.h. 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%²⁶. Verantwortlich hierfür sind Maßnahmen, deren Spektrum von gebäudeseitigen Sanierungsmaßnahmen über hocheffiziente Stromanwendungen bis hin zu 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.

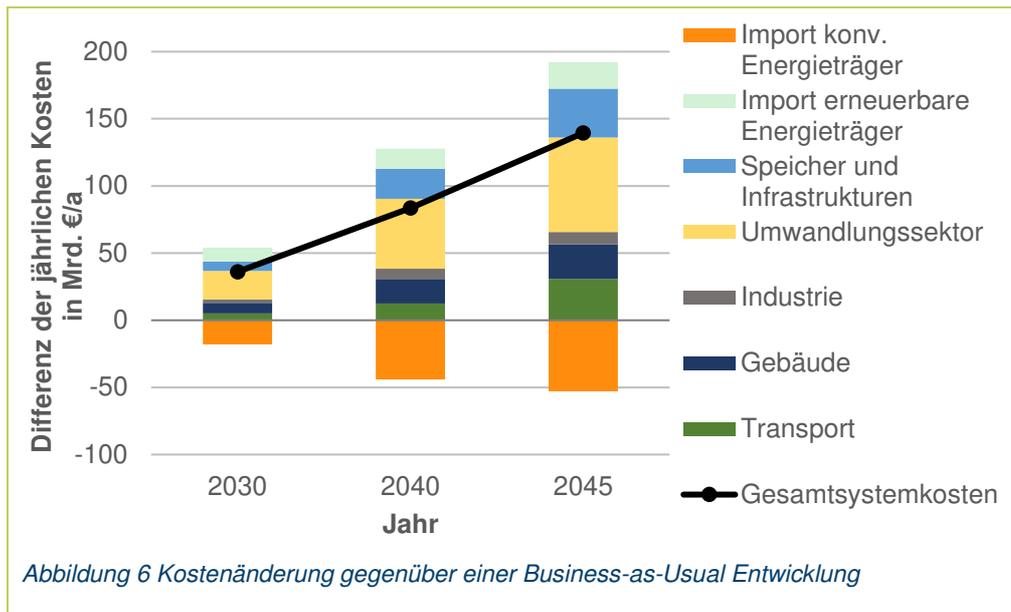
Energieeffiziente Maßnahmen sind in allen Sektoren ein wichtiger Baustein, um Treibhausgasneutralität zu erreichen.

5.3 Kosten

Um das Ziel von Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 zu erreichen, ist über den gesamten Transformationszeitraum ein erheblicher Kostenaufwand zu leisten. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass in vielen Bereichen ungeachtet des ambitionierten Ziels ebenfalls Investitionen getätigt worden bzw. Betriebskosten entstanden wären. 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 (vgl. Abbildung 6). Die gegenüber dieser BaU-Entwicklung ermittelten Mehrkosten sind als eigentlicher Kostenaufwand für das Erreichen von Treibhausgasneutralität zu verstehen. Die im Zeitverlauf immer stringenteren Emissionsziele

²⁵ Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB): Bilanz 2019, <https://ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2016.htmlx>

²⁶ Bilanzierung ohne Umweltwärme



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 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}.

Abschließend ist darauf hinzuweisen, dass es sich bei den im Rahmen dieses Kapitels

bewirken insbesondere in den letzten 15 Jahren einen starken Anstieg der Mehrkosten. Die Minderungsmaßnahmen gegenüber dem BaU-Szenario führen zu Energie- und damit auch Kosteneinsparungen. Diesen Einsparungen sind die Mehrinvestitionen gegenüberzustellen. Die saldierten jährlichen Mehrkosten belaufen sich im Jahr 2045 auf insgesamt ca. 139 Mrd.€. Der größte Teil der Mehrinvestitionen entfällt auf den Umwandlungssektor (z.B. Ausbau von Erneuerbaren, Elektrolyseuren, etc.). Gut 37% der gesamten Mehrinvestitionen sind allein dem Umwandlungssektor zuzurechnen. Die vergleichbaren Anteile für den Verkehrs- und Gebäudesektor liegen bei 16% bzw. 13%. Der Anteil für den Aufbau von Energieinfrastrukturen und Speichern beträgt ca. 19%.

vorgestellten Kosten um den monetären Aufwand handelt, der für den Umbau des Energieversorgungssystems notwendig ist. Nicht berücksichtigt sind 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.

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

5.4 Stromverbrauch, Kapazitäten

Da der Transformationszeitraum bis zum Erreichen von Treibhausgasneutralität etwa 25 Jahre beträgt, sind die über diesen Zeitraum kumulierten Systemkosten von Relevanz. Die kumulierten und abdiskontierten

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. 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. 74 TWh).

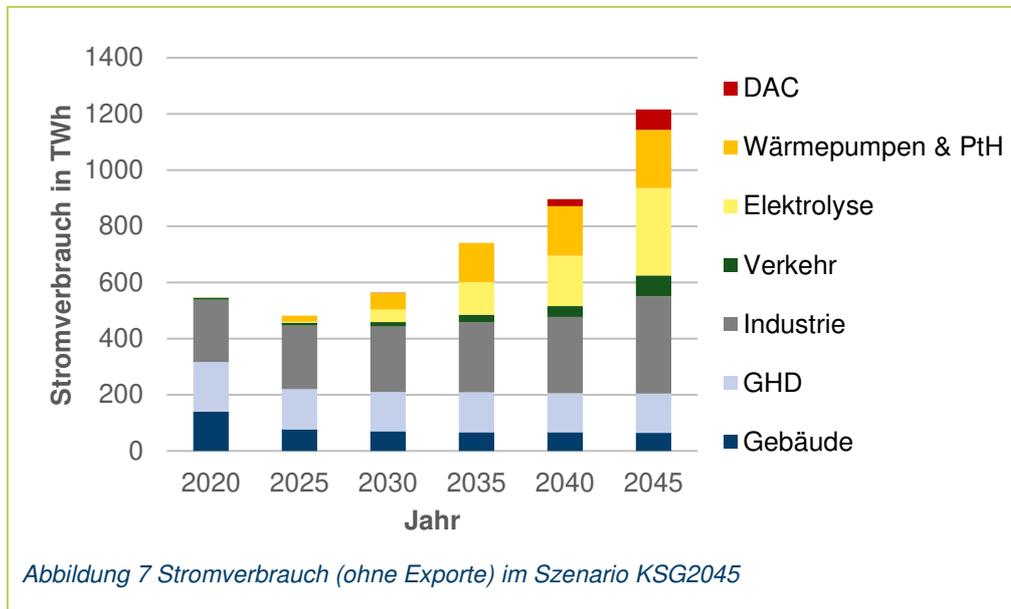
Tabelle 5.1 Kosten der Treibhausgasneutralität bis 2045

	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

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

Die Analysen zeigen, dass der Einsatz von stromeffizienteren Anwendungen eine kosteneffiziente Maßnahme darstellt. Unter der Randbedingung der Kostenoptimalität werden die Effizienzpotenziale schon zu Beginn des Transformationszeitraums vollständig ausgeschöpft. Da der CO₂-Fußabdruck durch den Einsatz fos-

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



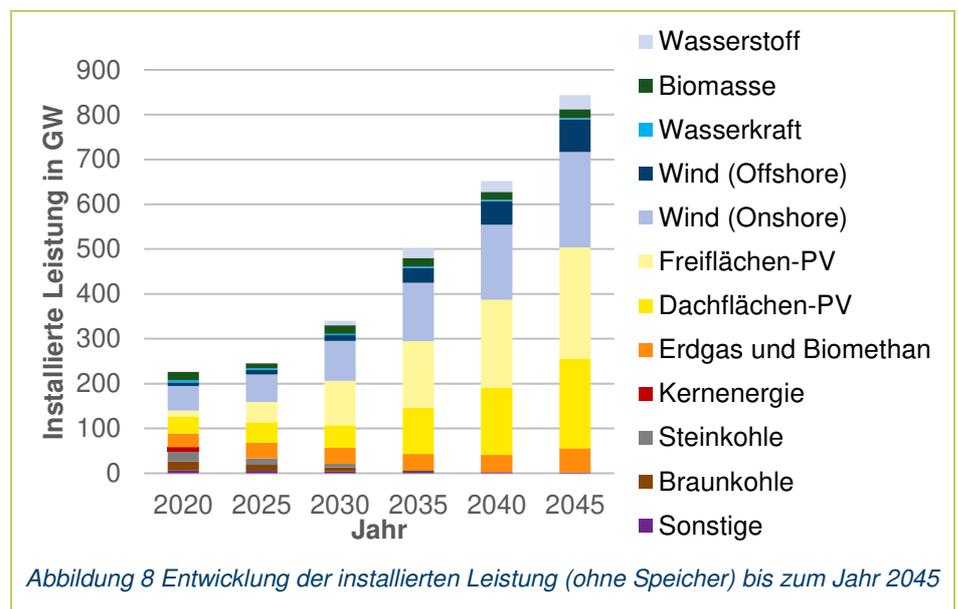
Um den steigenden Stromverbrauch zu decken, ist eine deutliche Zunahme der Kraftwerkskapazität notwendig. So steigt die installierte Leistung über den gesamten Transformationszeitraum kontinuierlich an und erreicht im Jahr 2045 einen Wert von insgesamt 844 GW. Gegenüber heute bedeutet dies eine nahezu Ver vierfachung der installierten Erzeugungskapazität (vgl. Abbildung 8). Dabei entsprechen die auslaufenden Kohlekraftwerkskapazitäten den Festlegungen des Kohleausstiegsgesetzes. Windkraft und Photovoltaik bilden zukünftig das Rückgrat der deutschen

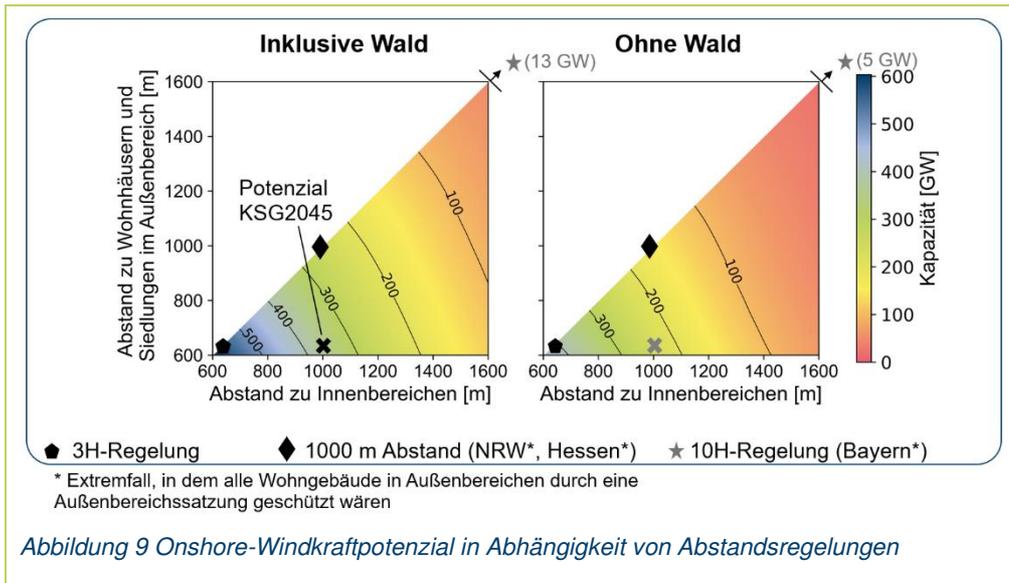
siler Energieträger zur Stromerzeugung zu Beginn der Transformationsphase noch hoch ist, besitzen Stromeinsparmaßnahmen gerade in dieser Phase einen besonderen Stellenwert. Besonders hohe Einsparpotenziale bestehen im Haushalts- sowie GHD-Sektor, die zu Verbrauchsrückgängen um 53% bzw. 21% in den betreffenden Sektoren führen. 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 7).

Stromversorgung. Hierfür ist ein massiver Ausbau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen notwendig. So trägt 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. Die durchgeführten Potenzialanalysen zur Photovoltaik zeigen, dass das Potenzial für Freiflächen-PV vollständig und für Dachflächen-PV zu etwa 44% ausgeschöpft wird. 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 Ausbauraten der letzten 10 Jahre entsprechen.

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.





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 Stromersparpotenziale, 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% (vgl. Abbildung 10). Im Jahr 2045 basiert die Stromerzeugung ausschließlich auf CO₂-freien Energieträgern.

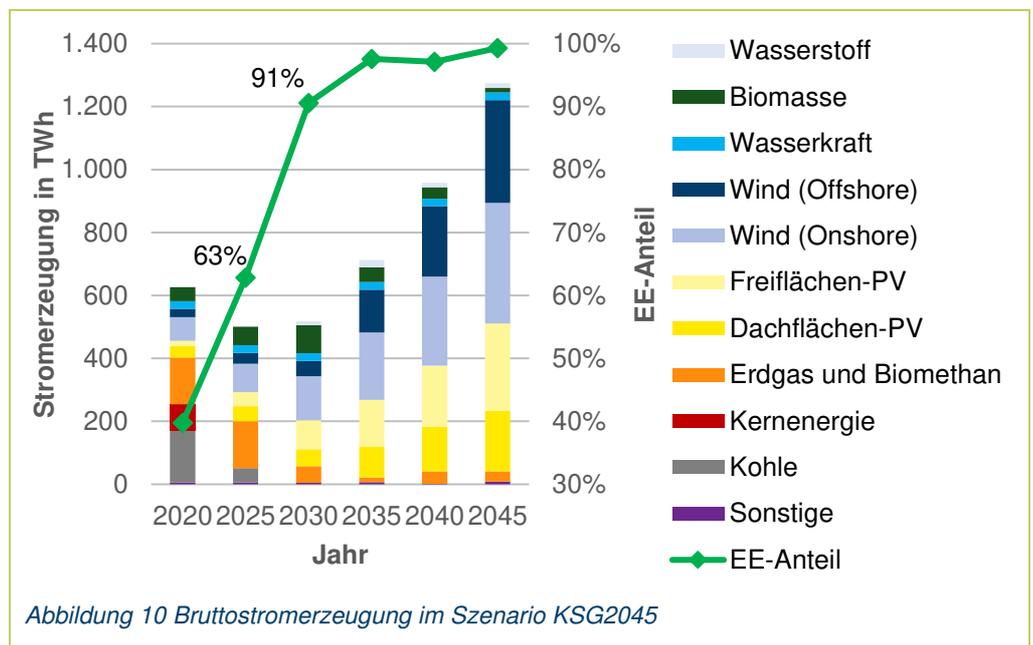
Das Potenzial für eine Vervielfachung der heutigen Onshore-Windkraftleistung ist in ausreichendem Maße vorhanden.

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 detaillierten Potenzialanalysen zeigen, dass das Potenzial vorhanden ist (vgl. Abbildung 9). Unterstellt man einheitliche Abstandsregelungen von 1000 m (Abstand zu Innenbereichen) und 618 m (Abstand zu Wohngebäuden im Außenbereich) als einheitliche Regelungen für alle Bundesländer und bezieht Waldflächen mit ein, errechnet sich ein Gesamtpotenzial von ca. 364 GW, dass nur zu 59% ausgeschöpft werden muss. Für die Realisierung der erforderlichen Onshore-Windenergieleistung von 213 GW wäre eine Fläche erforderlich, die etwa 2,8% 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.

Auch Offshore Windkraftanlagen spielen zukünftig eine wichtige Rolle. So steigt die installierte Kapazität im Jahr 2045 auf ca. 72 GW an. Hierfür sind im Durchschnitt jährliche Ausbauraten von ca. 2,6 GW erforderlich. Zum Ende der

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. Darüber hinaus zeigen die Analysen, dass es aus einer kostenoptimalen Gesamtsystemperspektive darstellbar ist, bis zum Jahr 2030 aus der Kohleverstromung auszusteigen.

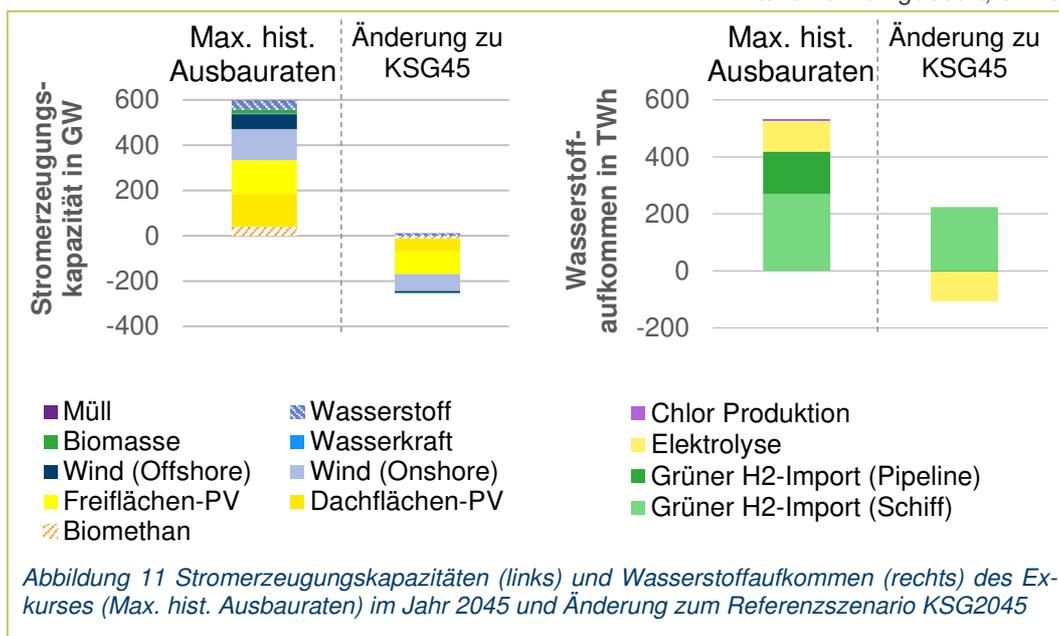
5.4.1 Exkurs: Ausbaugrenzen

Im Referenzfall werden bis zum Jahr 2045 in Summe mehr als 730 GW Stromerzeugungsleistung aus PV- und Windkraftanlagen benötigt. Zum Vergleich: Im Jahr 2020 waren lediglich ca. 55 GW Onshore-, 8 GW Offshore- und 54 GW PV-Erzeugungsanlagen mit einer Gesamtkapazität von 117 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 5.2).

Tabelle 5.2 Vergleich der historischen und für das Szenario KSG45 benötigten Ausbauraten der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten

in GW/a	Maximale Ausbauraten der letzten 10 Jahre ²⁷	Benötigte Ausbauraten für Szenario KSG2045
PV	9,0	15,8
Wind-Onshore	4,9	6,3
Wind-Offshore	2,3	2,6

Da diese extremen Ausbauraten auf Akzeptanzprobleme stoßen könnten, werden im Rahmen eines Exkurses die maximalen historischen Ausbauraten der erneuerbaren Stromerzeugung als obere Grenze für den zukünftigen Ausbau festgesetzt.



Durch die Restriktion der zukünftigen Ausbauraten fehlen im Jahr 2045 etwa 250 GW an erneuerbarer Stromerzeugungsleistung (vgl. Abbildung 11). Dies wirkt sich hauptsächlich auf die zukünftige Wasserstoffversorgung aus. Insgesamt steigt der Wasserstoffbedarf um ca. 120 TWh und der damit einhergehende H₂-Importanteil von 47% auf 78%. Die Begrenzung der zukünftigen Ausbauraten führt zu jährlichen Mehrkosten in Höhe von 13 Mrd. € im Jahr 2045, was einem Anstieg von ca. 9,3% entspricht.

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

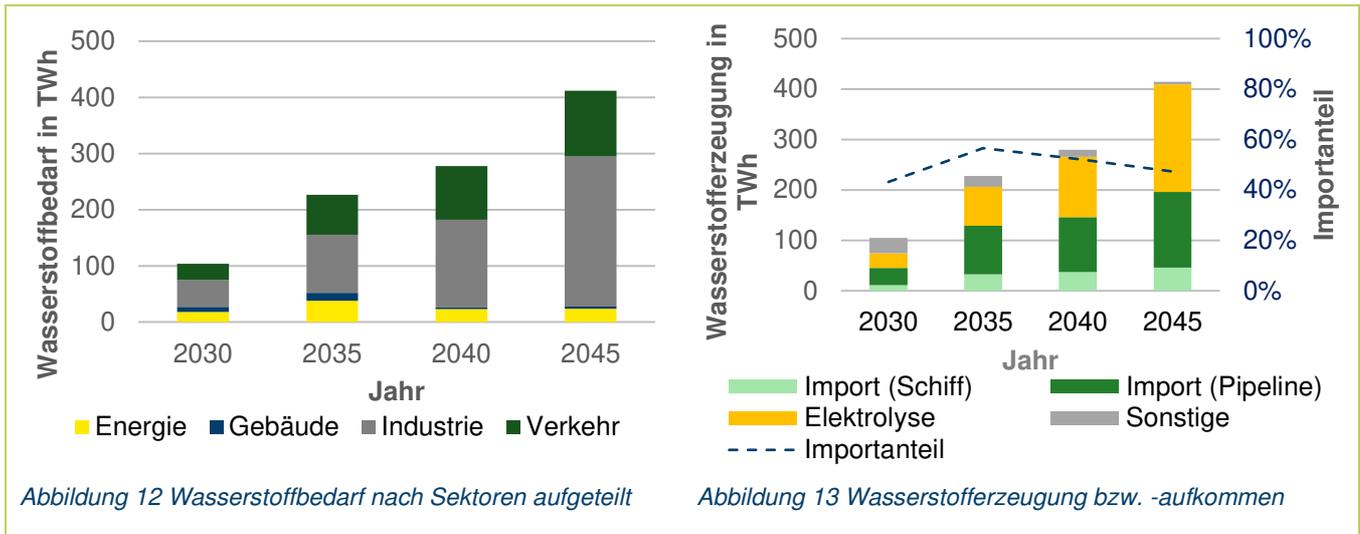
5.5 Wasserstoffverbrauch und -aufkommen

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 12). 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. 5.9) 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 wird Wasserstoff im Energiesektor zur Rückverstromung in Gasturbinen eingesetzt, um eine sichere Stromversorgung aufrechtzuerhalten.

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 Wasserstoffherzeugung umfasst Dampferformer und Wasserstoff, der bei der Chlorproduktion als Nebenprodukt anfällt (vgl. Abbildung 13).

Bis 2045 steigt die inländische Wasserstoffherzeugung durch Elektrolyseure auf ca. 213 TWh (ca. 6,4 Mio. t); gleichermaßen steigt die installierte

²⁷ BMWi Informationsportal Erneuerbare Energien. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien – Statistik: <https://www.erneuerbare-energien.de>



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. Darüber hinaus wird Wasserstoff im Vereinigten Königreich, Irland und Norwegen produziert, verflüssigt und dann mit Flüssiggastankern nach Deutschland importiert.

5.5.1 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

Wasserstoff ist ein wichtiger Baustein der Energiewende

Für den Transport des importierten und inländisch erzeugten Wasserstoffs ist eine Pipelineinfrastruktur notwendig. Diese verbindet wie in Abbildung 14 dargestellt die Standorte der Elektrolyseure und Importkapazitäten mit den Verbrauchszentren. Dafür werden ca. 13.000 km des bestehenden Erdgasnetzes zu Wasserstoffpipelines umgewidmet. Außerdem ist der Neubau von ca. 1.000 km Pipelines notwendig. Die größten Transportkapazitäten verbinden hierbei 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.

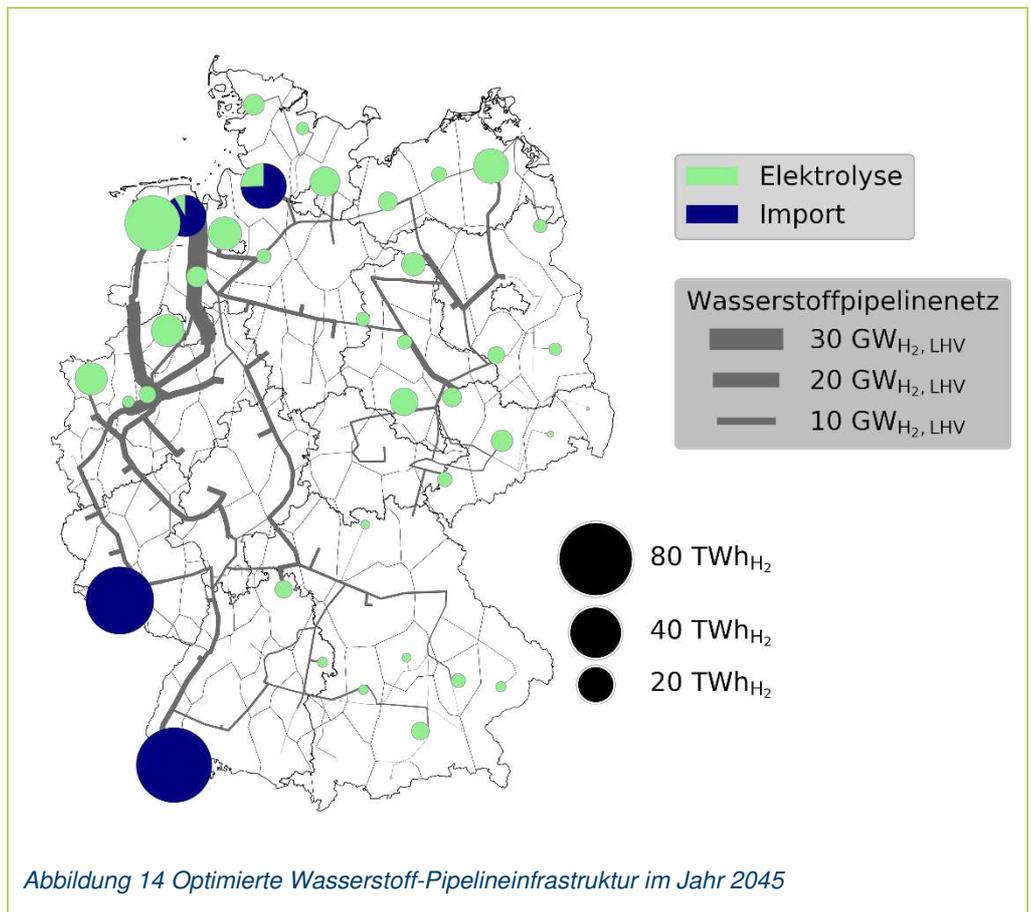
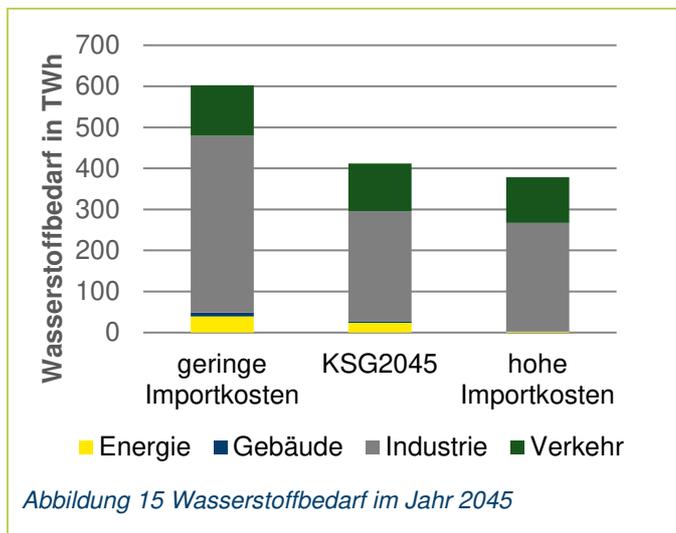


Tabelle 5.3 Übersicht Exkurs: Variation der Wasserstoff-Importkosten

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

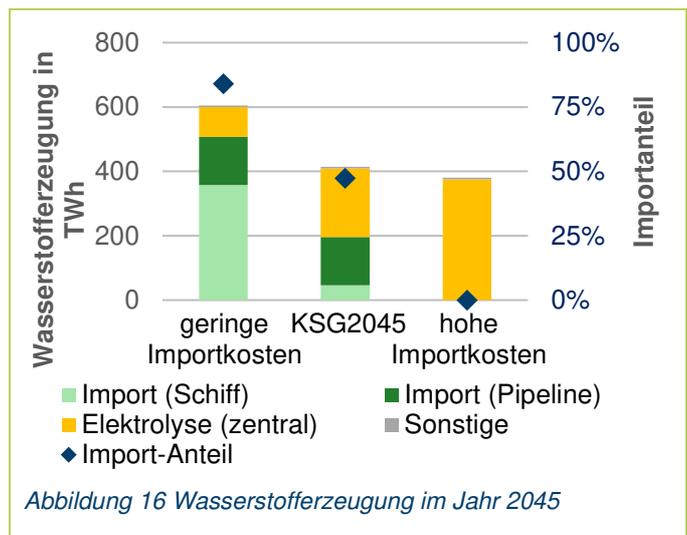
entspricht. Im Gegensatz dazu stellen die Erhöhung der Importkosten auf 4,22 €/kg H₂ eine pessimistische Annahme für den Fall dar, dass kein rechtzeitiger Hochlauf einer europäischen Wasserstoffwirtschaft stattfindet. Die zentralen Ergebnisse dieses Exkurses sind in Tabelle 5.3 aufgelistet.



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 und der verstärkten Rückverstromung zur Stromerzeugung zu begründen (vgl. Abbildung 15). 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. 5.6) wird dann durch den Einsatz von Biomethan in Gasturbinen oder Biomasse in anderen flexiblen Kraftwerken überbrückt.

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

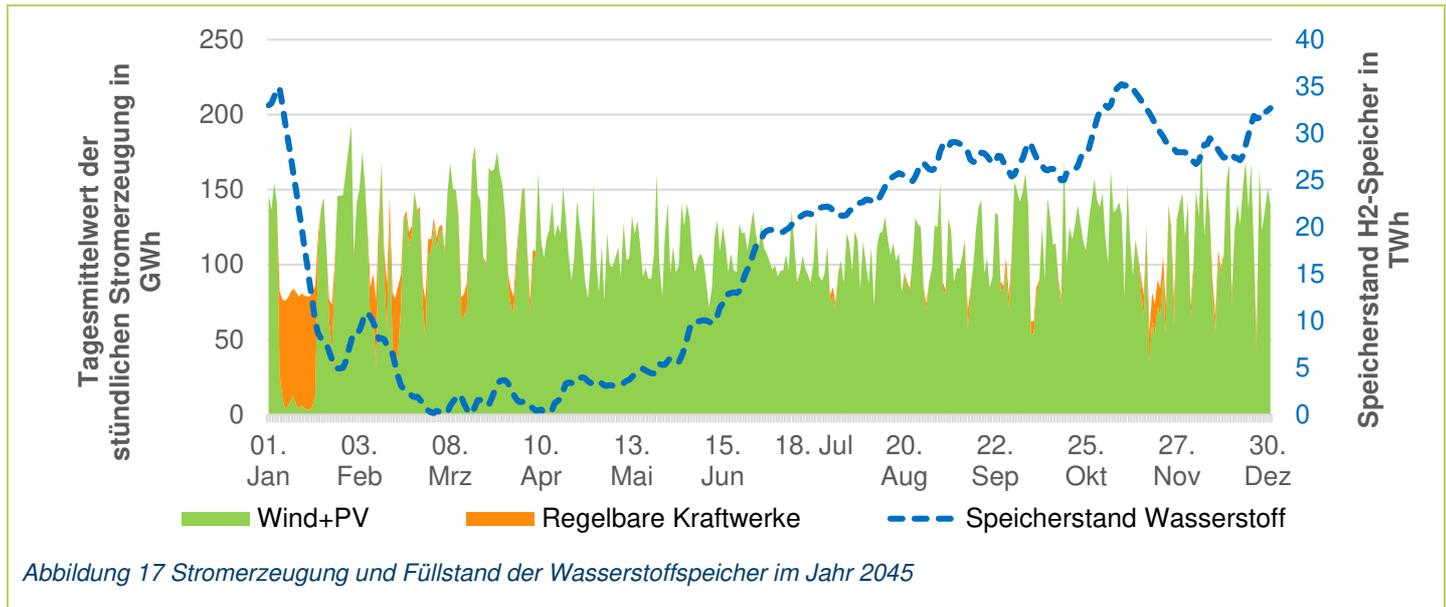
Parallel zur Zunahme des Wasserstoffbedarfs bei geringen Importkosten steigt auch der Importanteil aufgrund der Kostenvorteile gegenüber der inländischen Erzeugung auf 84% (vgl. Abbildung 16). Zum Vergleich: Im Szenario KSG2045 beträgt der vergleichbare Anteil ca. 47%. Der zusätzlich benötigte Wasserstoff wird dabei innerhalb Europas durch Schiffsimporte aus Island, dem Vereinigten Königreich, Irland und Norwegen gedeckt, da keine Steigerung des Imports via Pipeline angenommen wurde.



Außerdem sinkt der Stromverbrauch aufgrund deutlich geringerer inländischer H₂-Produktion um ca. 212 TWh, was auch den benötigten Zubau an PV-Anlagen und Windturbinen deutlich verringert. Im Gegensatz dazu führen höhere Importkosten zu einem vollständigen Verzicht auf H₂-Importe, da die inländische Erzeugung über Elektrolyseure in diesem Fall kostengünstiger ist. Für den zusätzlichen Stromverbrauch von 241 TWh müssen entsprechend 152 GW an zusätzlichen PV und Windkraftwerken zugebaut werden. Hierdurch würden sich die jährlichen Ausbauraten gegenüber dem KSG2045 Szenario noch einmal deutlich erhöhen.

5.6 Dunkelflaute und Speicherbedarf

Um ein versorgungssicheres Energiesystemdesign 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. Die Analysen 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 den Wasserstoffspeichern entnommen, sodass der Speicherfüllstand während der Dunkelflaute deutlich sinkt (vgl. Abbildung 17). Gleichzeitig wird auch ein Großteil des Wasserstoffbedarfs im Industrie- und Verkehrssektor aus den Speichern gedeckt, da während der Dunkelflaute der Betrieb der Elektrolyseure nicht stattfindet.

Insgesamt sind für die Überbrückung der Dunkelflaute und den saisonalen Ausgleich des Angebots 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. Legt man für die Ermittlung des Speicherbedarfs die Wetterjahre der letzten 37 Jahre in einem durchgängigen Zeitverlauf zugrunde, errechnet sich ein deutlich höherer Bedarf, der in etwa doppelt so hoch ist. Außerdem werden im Jahr 2045 ca. 562 GWh an kurz- und mittelfristiger Speicherkapazität benötigt, um die Schwankungen der Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik im Tages- und Wochenverlauf auszugleichen. Hierbei setzt sich die Speicherkapazität aus ca. 60 GWh Pumpspeicherkraftwerken, ca. 285 GWh Druckluftspeicherkraftwerken und ca. 208 GWh Batteriespeichern zusammen.

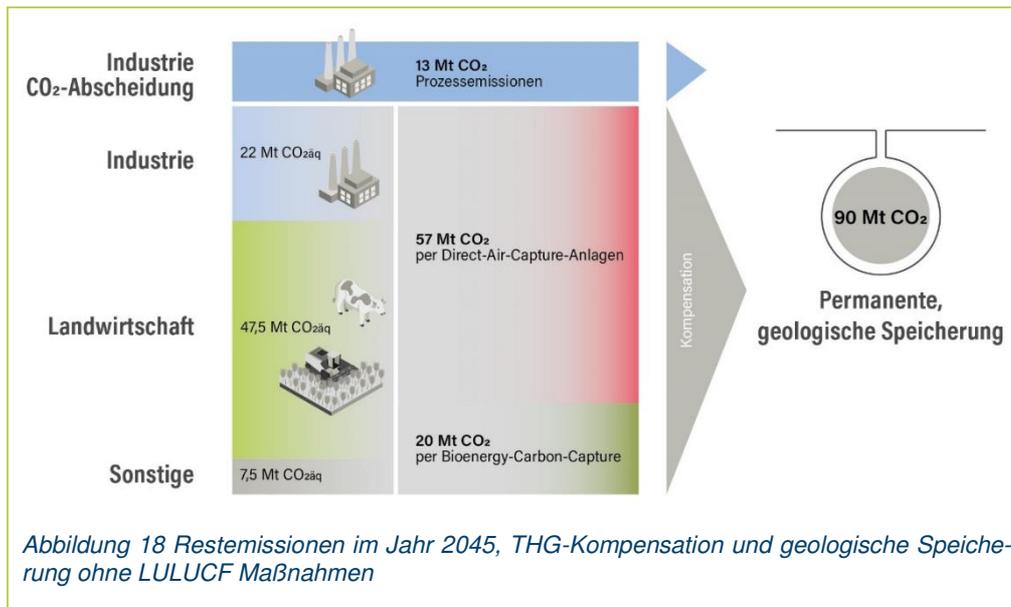
Ein Aufbau langfristiger Speicherkapazitäten ist notwendig, um Dunkelflauten mit geringer Stromerzeugung aus PV und Wind überbrücken zu können

5.7 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)²⁸ 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. 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 18).

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

²⁸ Umweltbundesamt (2013), Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050, Hintergrund //Oktober 2013, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/treibhausgasneutrales_deutschland_im_jahr_2050_langfassung.pdf



DAC-Anlagen aus der Luft abgeschieden werden. 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.

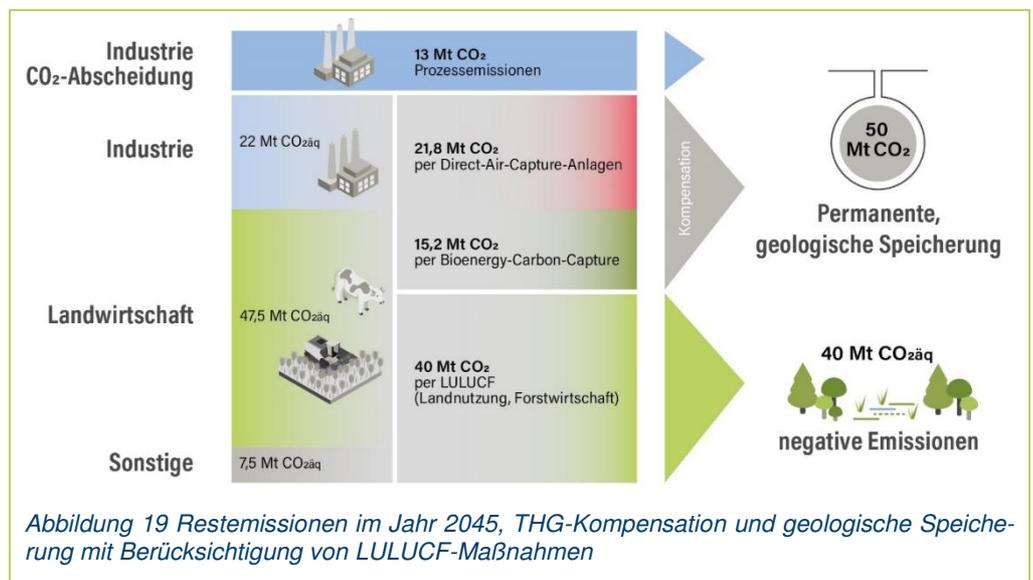
Zur Kompensation der Restemissionen müssen erhebliche CO₂ Mengen aus der Luft abgeschieden und permanent geologisch gespeichert werden

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.

5.7.1 Exkurs: Berücksichtigung von natürlichen Emissionsenken

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 CO₂äq angesetzt. Zum Vergleich: Im Jahr 2020 lag der Beitrag des LULUCF-Sektors bei - 16,5 Mio. t CO₂äq²⁹

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 19). Ebenso verringert sich die dauerhaft eingespeicherte CO₂ Menge auf 50 Mio. t CO₂. Trotzdem bleibt



²⁹ Umweltbundesamt (2021), Treibhausgasemissionen in Deutschland. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#emissionsentwicklung>

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 angegeben³⁰.

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

5.8 Bioenergie

Bioenergie spielt eine entscheidende Rolle für eine zukünftig treibhausgasneutrale Energieversorgung. Insgesamt werden im Jahr 2045 etwa 430 TWh Bioenergie eingesetzt, was einem Anteil am Primärenergieeinsatz von 20% entspricht. Dabei macht holzartige Biomasse aus Wald- und Waldrestholz sowie aus Kurzumtriebsplantagen (KUP) sowohl auf Acker- als auch auf Gras-

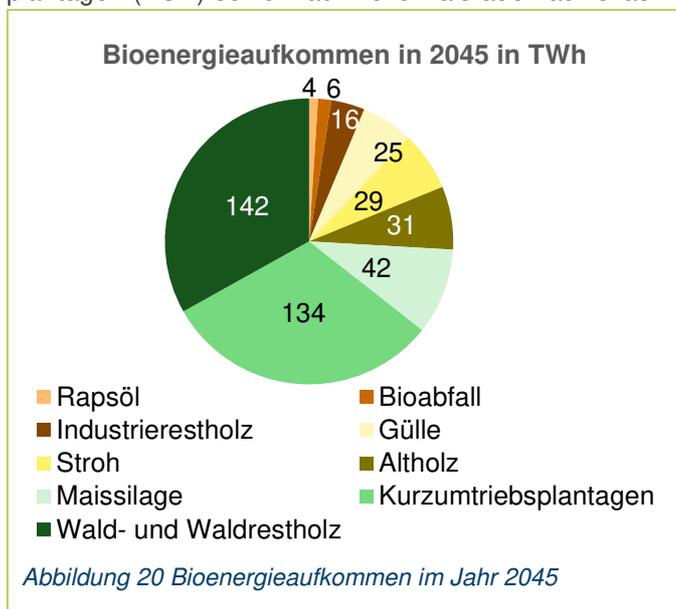


Abbildung 20 Bioenergieaufkommen im Jahr 2045

land mit 276 TWh (ca. 65%) den Großteil aus (vgl. Abbildung 20). 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 Treibhausgasminde rung des Energiesystems.

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 werden etwa 32 TWh Biomasse eingesetzt, die an lokale Fern- und Nahwärmenetze angeschlossen sind und der Raumwärme- und Warmwasserversorgung im Gebäudesektor dienen. Der Bioenergieeinsatz im Verkehrssektor durch den Verbrauch von Biokraftstoffen spielt 2045 eine untergeordnete Rolle. Lediglich 4 TWh Biodiesel werden als Kraftstoff in der Binnenschifffahrt benötigt.

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

5.8.1 Exkurs: Begrenzte Verfügbarkeit von Anbaufläche

Ein höherer Bioenergieeinsatz benötigt auch eine größere Anbaufläche. Die Ausweitung der Anbaufläche ist Gegenstand vieler Akzeptanzdiskussionen und ist aus vielerlei Gründen nicht unumstritten. Daher wird in diesem Exkurs untersucht, welche Änderungen zu erwarten sind, wenn es nicht möglich ist, die Anbaufläche zu vergrößern.

Im Szenario KSG2045 wird mit einer Steigerung der Anbaufläche, die für Energiepflanzen zur Verfügung steht, auf 3 Mio. ha für Ackerland und 1,7 Mio. ha für Grasland gerechnet³¹. Demgegenüber 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 Verfügbarkeit der sonstigen Bioenergieträger (z.B.

³⁰ Osterburg et al. (2013), Handlungsoptionen für den Klimaschutz in der deutschen Agrar- und Forstwirtschaft, Thünen-Institut

³¹ vergl. Hierzu: Majer, S.: 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), 2013. https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS/mks-kurzstudie-nutzungskonkurrenzen.pdf?__blob=publicationFile

Bioabfall, Industrierestholz, 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 können. Aufgefüllt wird diese Lücke durch einen zusätzlichen Wasserstoffverbrauch von etwa 90 TWh, der als Substitut für verschiedene Anwendungen (z.B. Hochtemperatur-Prozesswärmeerzeugung) eingesetzt wird. Etwa drei Viertel dieser Wasserstoffmenge wird aus dem Ausland importiert.

5.9 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.

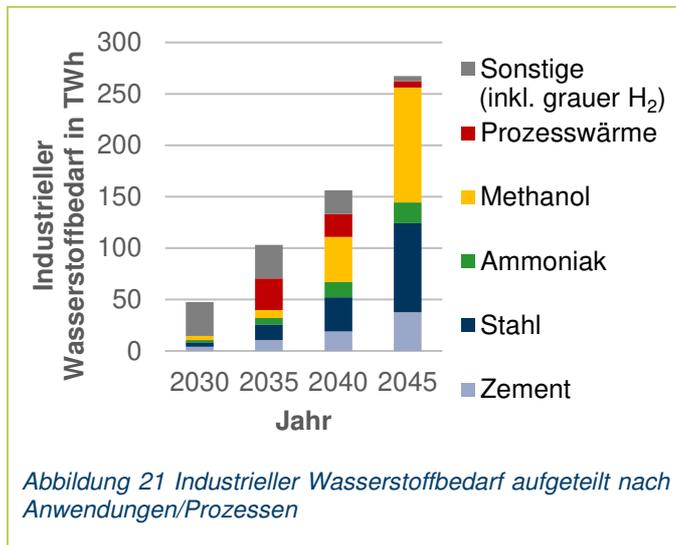


Abbildung 21 Industrieller Wasserstoffbedarf aufgeteilt nach Anwendungen/Prozessen

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 21). Hierbei wird der Großteil des Methanols über die Methanol-to-Oel-fine 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.

Wasserstoff spielt zur Erzeugung von Prozesswärme nur eine untergeordnete Rolle. Die Hochtemperatur-Prozesswärme wird überwiegend aus Biokohle bereitgestellt, während die Mittel- und Niedertemperatur Prozesswärme über Elektrodenkessel oder mit Hochtemperaturwärmepumpen erzeugt wird.

Industrieprozesse müssen für die Treibhausgasneutralität auf erneuerbare Energieträger umgestellt werden

5.9.1 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

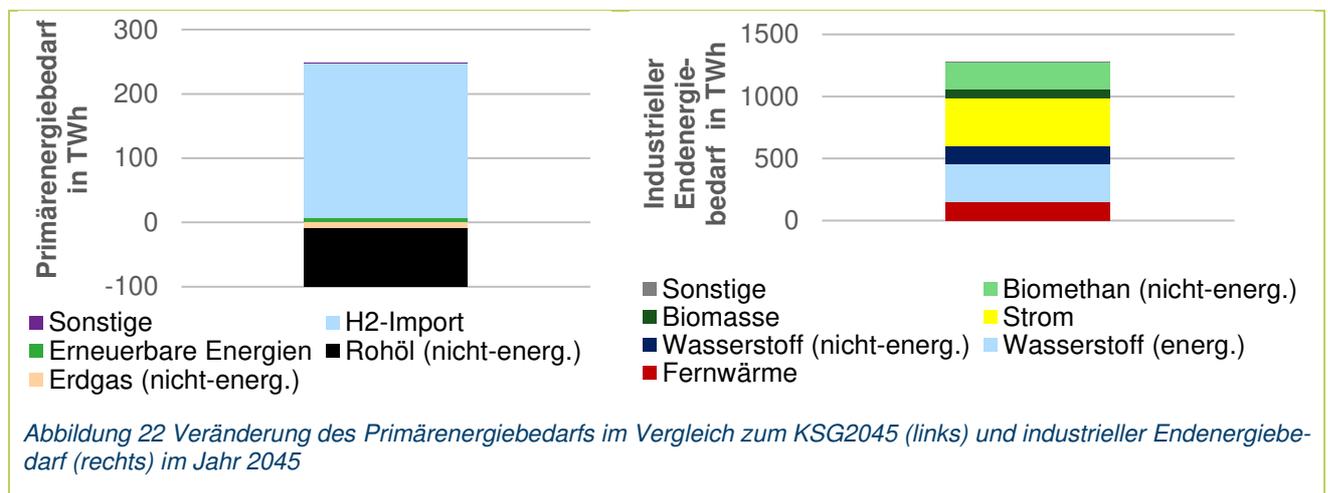


Abbildung 22 Veränderung des Primärenergiebedarfs im Vergleich zum KSG2045 (links) und industrieller Endenergiebedarf (rechts) im Jahr 2045

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 ein Bedarf an negativen Emissionen in Höhe von 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 abgedeckt 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 22). 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. Weiterhin steigen die saldierten Mehrkosten im Jahr 2045 durch die Defossilisierung um ca. 23% im Vergleich zum Szenario KSG2045.

5.10 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 an der Gebäudehülle nötig und zum anderen eine Substitution von ineffizienten Haushaltsgeräten (inkl. Beleuchtung). Über die nächsten 25 Jahre ist im Mittel eine energetische Sanierungsrate von ca. 1,6% erforderlich.

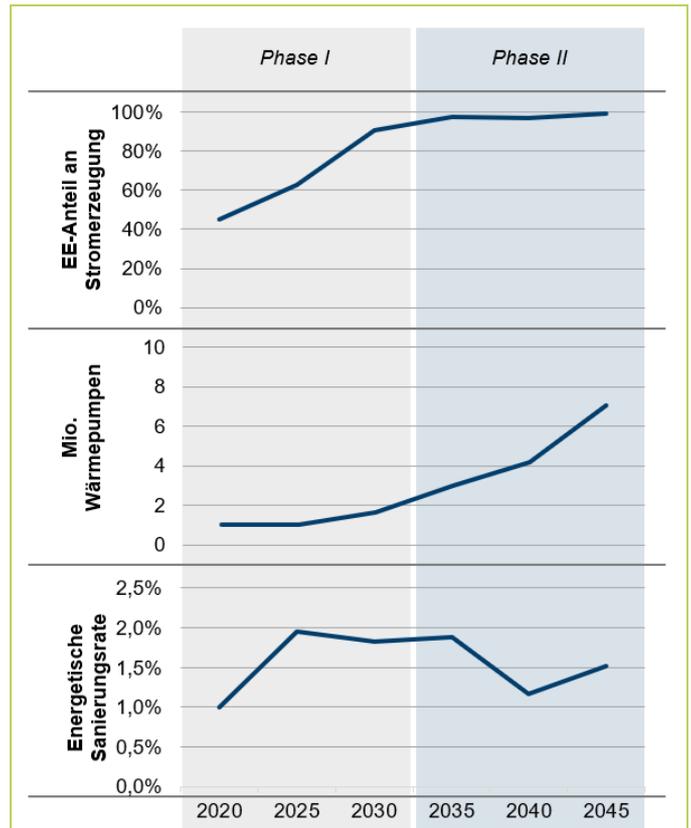


Abbildung 23 Entwicklung der installierten Wärmepumpen und der energetischen Sanierungsrate in Abhängigkeit vom erneuerbaren Anteil an der Stromerzeugung

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 Fernwärmenetz benötigt. Als weiterer zukünftig wichtiger Energieträger kann Biomasse identifiziert werden. Die Verfeuerung von Biomasse zur Wärmebereitstellung dient hauptsächlich der Fern- und Nahwärmeerzeugung. Die Berechnungen zeigen, dass Brennstoffzellen sowie Wasserstoff-Brennwertkessel im Jahr 2045 keine bedeutende Rolle spielen.

Die Umsetzung der erforderlichen Maßnahmen lässt sich über den Transformationspfad grundsätzlich in zwei Phasen unterteilen (vgl. Abbildung 23). Die ersten 10-15 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.

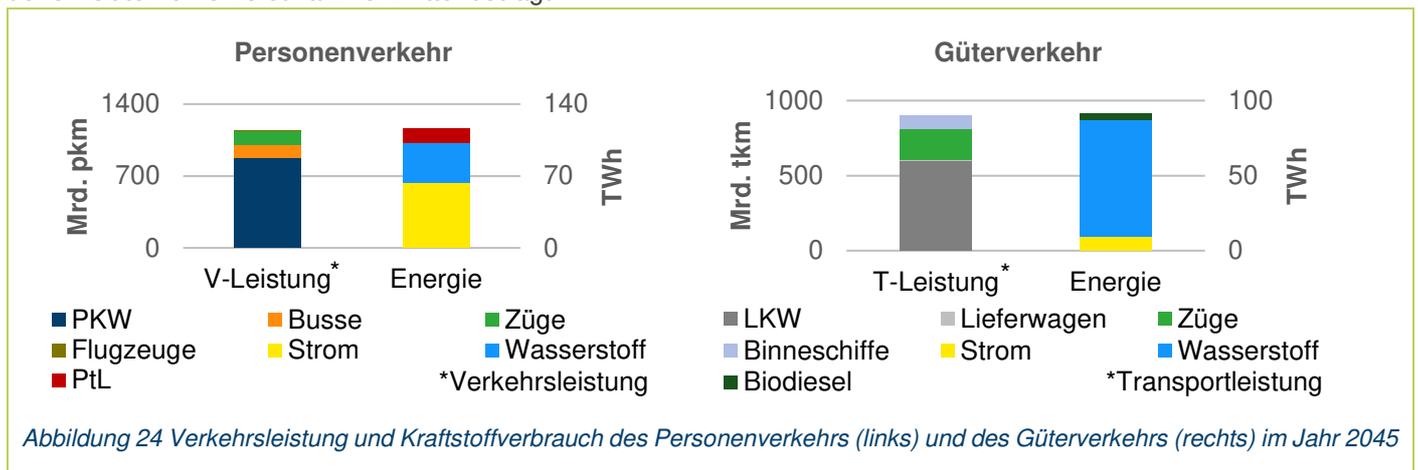
Im Gebäudesektor ist die energetische Sanierung in Kombination mit dem Austausch fossiler Heizungssysteme durch Wärmepumpen der Schlüssel zur Treibhausgasreduktion

5.11 Verkehr

Es wird davon ausgegangen, dass die Personenverkehrsleistung stagniert bzw. bis zum Jahr 2045 leicht abnimmt. Trotz eines steigenden Bahnanteils an der Personenverkehrsleistung bleibt der modale Split gegenüber heute fast unverändert. 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.

aus den fossilen Kraftstoffen über den gesamten Transformationszeitraum. Der Benzin- sowie Dieserverbrauch 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. Bezogen auf die Personenverkehrsleistung weisen batterieelektrische Antriebe bei den Pkw einen Anteil von knapp 70% auf. Demgegenüber dominiert der Einsatz von Brennstoffzellenantrieben bei schweren Lkw. Aufgrund der geringeren Fahrwege ist der Einsatz von batterieelektrischen Antrieben in leichten Lkw deutlich vorteilhafter; der Anteil beträgt hier ca. 80%.

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.



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 (vgl. Abbildung 24). 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.

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.

Strom und Wasserstoff sind die zukünftigen Energieträger im Verkehrssektor

Unter der Randbedingung von Kostenoptimalität (und ohne Subventionen) erfolgt ein sukzessiver Ausstieg

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

Impressum

Neue Ziele auf Alten Wegen?

Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045

Diese Studie wurde erstellt von

Institut für Energie- und Klimaforschung: Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3)

Wilhelm-Johnen-Straße | 52425 Jülich

Fon: +49(0)2461 61 5147

www.fz-juelich.de

Bei weiteren Fragen zur Studie wenden Sie sich bitte an:

Prof. Dr. Detlef Stolten
+49(0)2461 61 5147
d.stolten@fz-juelich.de

Dr. Peter Markewitz
+49(0)2461 61 6119
p.markewitz@fz-juelich.de

Dr. Leander Kotzur
+49(0)2461 61 6689
l.kotzur@fz-juelich.de

Bitte zitieren als:

Stolten, D.; Markewitz, P.; Schöb, T.; Kullmann, F.; Kotzur, L. et al. (2021): Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045. (Kurzfassung) Forschungszentrum Jülich GmbH



Auf dieser Webseite finden sich weitere Informationen zur Studie