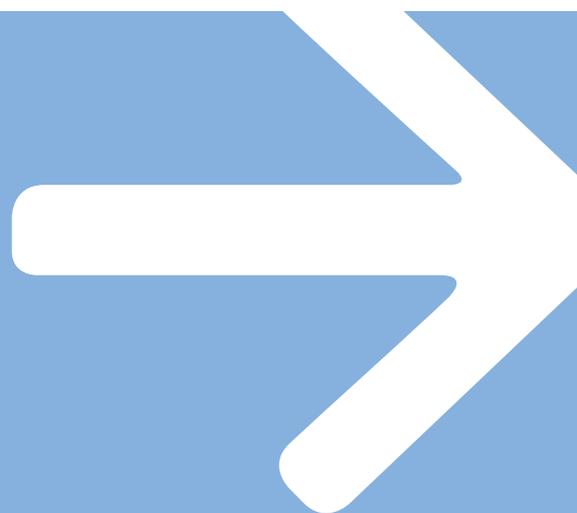


---

# WEGE FÜR DIE ENERGIEWENDE

Kosteneffiziente und klimagerechte  
Transformationsstrategien für das  
deutsche Energiesystem bis zum  
Jahr 2050

KURZFASSUNG



---

**Martin Robinius<sup>a</sup> | Peter Markewitz<sup>a</sup> | Peter Lopion<sup>a,b</sup> | Felix Kullmann<sup>a</sup> | Philipp-Matthias Heuser<sup>a</sup> | Konstantinos Syranidis<sup>a</sup> | Simonas Cerniauskas<sup>a</sup> | Markus Reuß<sup>a</sup> | Severin Ryberg<sup>a</sup> | Leander Kotzur<sup>a</sup> | Dilara Caglayan<sup>a</sup> | Lara Welder<sup>a</sup> | Jochen Linßen<sup>a</sup> | Thomas Grube<sup>a</sup> | Heidi Heinrichs<sup>a</sup> | Peter Stenzel<sup>a</sup> | Detlef Stolten<sup>a,b</sup>**

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

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



Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 % gegenüber dem Emissionsniveau von 1990 zu reduzieren. Die hierfür festgelegten Treibhausgasreduktionspfade werden durch eine Vielzahl von weiteren zum Teil sehr detaillierten Zielsetzungen (z. B. Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung) flankiert, die von der Bundesregierung als notwendig gesehen werden, um die übergeordneten Treibhausgasreduktionsziele zu erreichen. Dieser Zielekanon wurde im Laufe der letzten Dekade sukzessive entwickelt und erweitert. Viele vorliegende Studien, in denen Transformationspfade vorgeschlagen werden, integrieren diesen Zielekanon durch exogene Annahmen und schränken damit das Technikportfolio ein. Dies widerspricht einem Lösungsansatz, der sich vor allem durch Technologieoffenheit auszeichnen sollte. Die Frage, ob es sich bei den vorgeschlagenen Transformationspfaden um kostenoptimale Strategien handelt, bleibt in aller Regel unbeantwortet.

---

**Ziel der vorliegenden Studie ist es daher, die kosteneffizientesten CO<sub>2</sub>- Minderungsstrategien zur Erreichung der Klimaschutzziele Deutschlands bis zum Jahr 2050 zu identifizieren.**

---

Im Folgenden werden zwei CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenarien analysiert, die sich ausschließlich an den Minderungszielen für das Jahr 2050 von -80 % (SZENARIO 80) und -95 % (SZENARIO 95) orientieren. Für die Analyse wird eine neuartige Modellfamilie eingesetzt, die am Forschungszentrum Jülich<sup>1</sup> entwickelt wurde. Diese ermöglicht es, die nationale Energieversorgung in all ihren Wechselwirkungen und Pfaden abzubilden. Unter der Randbedingung der Einhaltung der Reduktionsziele lassen sich die kosteneffizientesten Maßnahmen bzw. Treibhausgasminderungsstrategien ermitteln. Die Kombination der verschiedenen eingesetzten Modelle, die sich durch unterschiedliche methodische Vorgehensweisen auszeichnen, erlaubt eine fundierte und tiefgehende Analyse von Treibhausgasminderungsstrategien. Die hohe zeitliche und räumliche Auflösung ermöglicht Aussagen zur Konzeption von zukünftigen Energieinfrastrukturen (Strom, Gas, H<sub>2</sub>) sowie detaillierte Regionalanalysen eines möglichen Windkraft- sowie PV-Ausbaus. Darüber hinaus können zukünftige globale Energiemärkte (z. B. synthetische Kraftstoffe, synthetisches Methan, Wasserstoff) simuliert und mögliche Energieimporte und -exporte im Kontext der Energiewende abgeschätzt werden.

Bis zum Jahr 2050 ist eine Minderung der Treibhausgasemissionen um 80 % – sowohl aus technischer als auch aus ökonomischer Perspektive – machbar. Um jedoch die Forderung nach einem klimaneutralen Deutschland im Sinne des Pariser Klimaschutzabkommens erfüllen zu können, bedarf es einer deutlich stärkeren Reduktion.

Eine Steigerung des Reduktionsziels um 15 % bis zum Jahr 2050 bringt gegenüber dem 80 %-SZENARIO anspruchsvollere technische und wirtschaftliche Herausforderungen mit sich. Allerdings ist ein Teil des für die Umsetzung notwendigen Technikportfolios heute schon verfügbar. Andere Technologien stehen bereits im Fokus aktueller Forschungs- und Entwicklungsarbeiten, so dass eine rechtzeitige Verfügbarkeit erwartet werden kann. Insgesamt ist auch der zusätzliche finanzielle Aufwand erheblich, die Summen sind jedoch in ihren Größenordnungen mit den gegenwärtigen Energiekostenkategorien vergleichbar.

Als demgegenüber von größter Bedeutung zeigt sich in der Analyse, dass sich die Maßnahmenportfolios, die für das 80 %- und das 95 %-Reduktionsziel jeweils angemessen sind, erheblich voneinander unterscheiden. So sind einige Maßnahmen zwar für ein Erreichen des 80 %-Ziels hilfreich. Für die Einhaltung eines 95 %-Ziels sind Teile der 80 %-Maßnahmen aber nicht zielführend und im Gegenteil unter Umständen sogar kontraproduktiv. Konkret: heute mittelfristig geplante Maßnahmen dieser Zielkategorie würden bei einem 95 %-Ziel über kurz oder lang als »stranded investments« enden. Um die finanziellen Mittel effizient einzusetzen, sollten Wirtschaft und Politik mittelfristige Minderungsstrategien und die damit verbundenen Investitionsmaßnahmen bereits zu Beginn der 2020-Jahre konsequent auf das 95 %-Reduktionsziel ausrichten. Der Ausbau von Energieinfrastrukturen benötigt erhebliche Vorlaufzeiten für die Planung und Umsetzung. Mit der Planung der erforderlichen Infrastrukturen (z. B. Langzeitspeicher, Pipelines) sollte daher bereits frühzeitig begonnen werden.

---

<sup>1</sup> Institut für Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3)

# 01

... die Transformationsstrategien und die damit verbundenen Reduktionsmaßnahmen der beiden analysierten Szenarien sich erheblich voneinander unterscheiden. Die von der Bundesregierung für den Zeitverlauf gesetzten übergeordneten Treibhausgasreduktionsziele sind nur mit einer Zielsetzung von 80 % bis zum Jahr 2050 kompatibel.

## EMPFEHLUNG

*Die Einhaltung des Pariser Abkommens erfordert eine klimaneutrale Energieversorgung. Hierfür ist eine Treibhausgasreduktion von 95 % erforderlich. Eine Minderungsstrategie sollte daher so ausgelegt und Maßnahmen so ausgewählt werden, dass das Ziel von 95 % erreicht wird. Die bislang gesetzten Zwischenziele (insbesondere für das Jahr 2040) sind im zeitlichen Verlauf so anzupassen, dass sie mit dem 95 %-Ziel kompatibel sind.*

# 02

... die zu ergreifenden Maßnahmen zu einer zunehmenden Elektrifizierung und damit einem deutlich höheren Stromverbrauch führen. Gründe sind zum einen die Substitution von fossilen Energieträgern in allen Verbrauchssektoren sowie die zunehmende Bedeutung von PtX-Maßnahmen.

## EMPFEHLUNG

*Massiver und forcierter Ausbau von erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung*

# 03

... die Stromerzeugung auf der Basis von Windkraft das Rückgrat der zukünftigen Stromversorgung sein wird. Der Erfolg der Energiewende hängt in entscheidendem Maß davon ab, ob es gelingt, den notwendigen Ausbau zu realisieren.

## EMPFEHLUNG

*Ausgehend von einem notwendigen jährlichen Kapazitätsausbau von ca. 6,6 GW (SZENARIO 95) bis zum Jahr 2050 sind die derzeit von der Bundesregierung festgelegten Ausbaukorridore zu modifizieren und anzupassen. Derzeit bestehende Randbedingungen für die Planung (z. B. Abstandsregelungen) sind zu prüfen und ggfs. zu modifizieren. Parallel ist zu prüfen, ob die bestehenden Förderregularien und sonstige Anreizsysteme hierfür geeignet sind.*

# 04

... die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen in allen Verbrauchssektoren (Industrie, Gebäude, Verkehr) sowohl im SZENARIO 80 als auch im SZENARIO 95 eine herausragende Bedeutung besitzt. Aufgrund des bis zum Jahr 2035 noch signifikanten CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks der Stromerzeugung, ist das schnelle Umsetzen von Effizienzmaßnahmen in den Verbrauchssektoren besonders effektiv.

## EMPFEHLUNG

*Forcierte Umsetzung von Effizienzmaßnahmen in allen Sektoren flankiert durch entsprechende Anreize und Förderprogramme.*

# 05

... die Wärmewende (Raumwärme- und Prozesswärmeerzeugung) ein elementarer Bestandteil der Transformationsstrategie ist. Für einen klimaneutralen Gebäudebestand bis zum Jahr 2050 ist eine Verdopplung der energetischen Sanierungsrate notwendig. Wärmepumpen werden zukünftig eine Schlüsselrolle bei der Raumwärmeerzeugung einnehmen.

## EMPFEHLUNG

*Ausweitung der bestehenden Förderprogramme (z. B. KfW-Förderprogramme), Ermöglichen steuerlicher Abschreibungsmöglichkeiten, Anreize für den Wärmepumpeneinsatz.*

# 06

... der Einsatz von PtX-Techniken und der Einsatz von Wasserstoff für Industrieanwendungen (z. B. Stahlherstellung) zukünftig zu einer signifikanten Wasserstoffnachfrage führen. Notwendige Voraussetzung ist eine CO<sub>2</sub>-freie Stromerzeugung. Für die Umsetzung bedarf es eines Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur (Erzeugung, Transport, Speicher).

## EMPFEHLUNG

*Entwicklung von marktfähigen Techniken durch Förderung von Demo- und Pilotvorhaben, Planung einer Wasserstoffinfrastruktur (Pipeline, Speicher), Prüfung inwieweit eine Umwidmung des bestehenden Erdgasnetzes für einen Betrieb mit Wasserstoff möglich ist. Entwicklung von geeigneten Geschäftsmodellen für die Finanzierung und den Betrieb der Infrastruktur.*

# 07

... durch die zu ergreifenden Minderungsmaßnahmen die Abhängigkeit von Energieimporten signifikant abnimmt. Allerdings ist eine Treibhausgasreduktion von 95 % bis zum Jahr 2050 ohne Energieimporte (Wasserstoff, synthetische Kraftstoffe) kaum zu schaffen.

## EMPFEHLUNG

*Analyse möglicher globaler Märkte für neue Energieträger (Wasserstoff, synthetische Kraftstoffe) sowie technischer Möglichkeiten und Voraussetzungen für eine globale Wasserstofflogistik.*

# 08

... im Verkehrssektor batterieelektrische Antriebe sowie Brennstoffzellenfahrzeuge einen signifikanten Anteil am Pkw-Verkehr ausmachen. Allerdings sind die Einschätzungen zukünftiger Pkw-Herstellkosten sehr unterschiedlich, so dass eine robuste Aussage vor diesem Hintergrund kaum zu treffen ist. Darüber hinaus besitzt die Verlagerung des Personen- und Gütertransports von der Straße auf die Schiene eine wichtige Bedeutung.

## EMPFEHLUNG

*Eine zukünftige Entwicklungsstrategie für Pkw-Antriebstechniken sollte möglichst technologieoffen ausgerichtet sein. Für die Verlagerung zum schienengebundenen Verkehr sind neue Verkehrs- sowie Logistikkonzepte notwendig.*



MANAGEMENT SUMMARY	03
INHALT	07
1 EINLEITUNG	08
2 SZENARIENDEFINITION	10
3 RAHMENDATEN SOWIE INTERNATIONALES UMFELD	12
4 METHODIK UND VORGEHENSWEISE	14
5 ERGEBNISSE	17
5.1 CO <sub>2</sub> -Emissionen und Energieverbrauch	18
5.2 Kosten	20
5.3 Energiesektor	24
5.4 Sektorkopplung, PtX	28
5.5 Energiespeicher	32
5.6 Gebäude	33
5.7 Industrie	34
5.8 Verkehr	36
6 ZUSAMMENFASSUNG	38



# 1 Einleitung

In dem jüngsten Sonderbericht<sup>[2]</sup> des IPCC wird festgestellt, dass die derzeitigen Klimareduktionsaktivitäten der Staaten nicht ausreichen, um eine Begrenzung der globalen Erwärmung von 1,5 °C zu erreichen. Das IPCC fordert daher, drastischere Maßnahmen zu ergreifen und diese schnell umzusetzen. Vor dem Hintergrund des Pariser Klimaschutzabkommens, das im Jahr 2016 von der Europäischen Union ratifiziert wurde, erlangten die Reduktionsverpflichtungen eine völkerrechtliche Verbindlichkeit. Mit ihrem Energiekonzept<sup>[3]</sup> leitete die Bundesregierung bereits im Jahr 2010 die Energiewende ein und formulierte einen Zielekanon<sup>[4]</sup>, der im Laufe der Jahre kontinuierlich erweitert und modifiziert wurde. Die Bandbreite des Zielekanons ist groß und reicht von der Reduktion des Stromverbrauchs bis hin zu Ausbaurkorridoren für Windkraft und Photovoltaik. Übergeordnetes Ziel aller Bemühungen ist die Einhaltung der

Treibhausgasreduktionsziele. Bezogen auf das Ausgangsjahr 1990 sollen die nationalen Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um mindestens 80 % bzw. 95 % reduziert werden. Auf dem Weg dorthin hat sich Deutschland für die Jahre 2020, 2030 und 2040 entsprechend Treibhausgasreduktionsziele gesetzt. Schon heute ist absehbar, dass das Ziel für 2020 nicht eingehalten werden kann. Sowohl die übergeordneten Treibhausgasreduktionsziele als auch die für das Erreichen formulierten Energiewendeziele sind historisch gewachsen und nicht aufeinander abgestimmt. Darüber hinaus besteht weitgehend Unklarheit, welche Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Handlungsfeldern bestehen, die das Ausschöpfen der Reduktionspotenziale mitunter negativ beeinflussen könnten.

**Die zentrale Frage, die in dieser Studie aufgegriffen wird, lautet daher:**

**Wie müsste eine konsistente und kosteneffiziente CO<sub>2</sub>-Minderungsstrategie ausgestaltet sein, um die nationalen Treibhausgasreduktionsziele einzuhalten?**

In den letzten Jahren wurde eine Vielzahl von nationalen Studien erstellt, in denen unterschiedlichste Wege für eine Treibhausgasemissionsreduktion aufgezeigt werden. Ob die vorgeschlagenen Reduktionsstrategien dem Kriterium der Kosteneffizienz genügen und ob mögliche Wechselwirkungen mit der hinreichenden Detailtiefe berücksichtigt wurden, wird in vielen Untersuchungen offen gelassen bzw. kaum thematisiert.

<sup>[2]</sup> Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC): Global Warming of 1,5°C – Special report (SR1.5). [www.ipcc.ch/sr15](http://www.ipcc.ch/sr15), 6. Oktober 2018

<sup>[3]</sup> Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung vom 28.9.2010, [www.bmwi.de](http://www.bmwi.de)

Am Institut für Energie- und Klimaforschung – Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3) des Forschungszentrums Jülich wurde daher eine Modellfamilie entwickelt, mit der es nunmehr möglich ist, für Deutschland kostenoptimale Treibhausgasreduktionsstrategien zu berechnen. Herzstück der Modellfamilie ist ein Gesamtmodell, 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 (Haushalte, 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 Treibhausgasreduktionsstrategie zusammengeführt werden.

Naturgemäß sind Zukunftsprojektionen mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Mit einer neu entwickelten Methodik ist es erstmalig möglich, auch Datenunsicherheiten in das Entscheidungskalkül mit einzubeziehen. Dies erlaubt die Entwicklung von robusten und konsistenten Treibhausgasreduktionsstrategien, die eine solide und fundierte Basis für Entscheidungsträger aus Politik und Wirtschaft sein können. Des Weiteren werden zeitlich und räumlich hoch aufgelöste Modelle genutzt, welche z. B. Wind- und PV-Potenziale detailliert berücksichtigen und mit denen detaillierte Infrastrukturanalysen durchgeführt werden können.

---

**Mit Hilfe der neu entwickelten Modellfamilie wurden verschiedene Treibhausgasreduktionsszenarien generiert und analysiert. Die Analysen beinhalten Reduktionsstrategien für das Erreichen der Treibhausgasreduktionsziele von 80 % bzw. 95 % bis 2050.**

---

---

<sup>14</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) Sechster Monitoring-Bericht »Energie der Zukunft« vom 27.6.2018, [www.bmwi.de](http://www.bmwi.de)



## 2 Szenariendefinition

Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um mindestens 80 % bis 95 % gegenüber 1990 zu verringern (Abbildung 1). Angestrebt wird ein »weitgehend treibhausgasneutrales«<sup>[5]</sup> Energiesystem. Auch für die Zwischenjahre 2020, 2030 sowie 2040 wurden Reduktionsziele definiert, die ebenfalls als Mindestreduktionen zu verstehen sind.

Im Klimaschutzplan<sup>[6]</sup> der Bundesregierung wurden für das Jahr 2030 weitere Treibhausgasreduktionsziele für die Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude, Industrie, Verkehr und Landwirtschaft festgelegt, um das gesetzte nationale Reduktionsziel für das Jahr 2030 von mindestens 55 % erreichen zu können. Flankiert werden die Treibhausgasemissionsziele durch eine Vielzahl weiterer Zielsetzungen (z. B. Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch, Reduktion des Primärenergieverbrauchs etc.), die im Laufe des Energiewendeprozesses seit 2010 sukzessive entwickelt wurden.

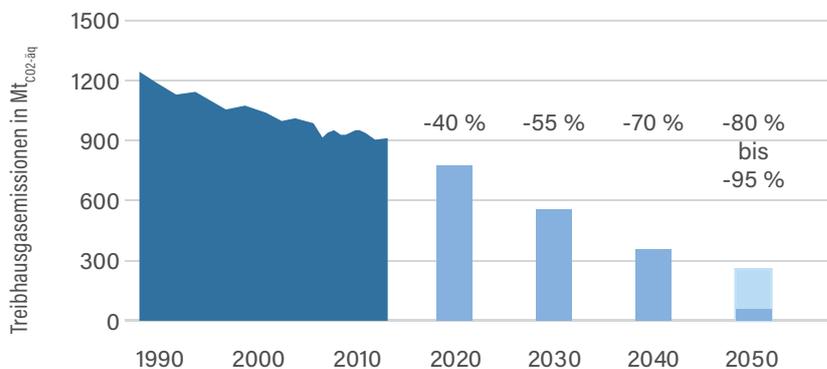


Abbildung 1: Treibhausgasemissionen und nationale Reduktionsziele <sup>[5][6]</sup>

<sup>[5]</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Sechster Monitoring-Bericht »Energie der Zukunft« vom 27.6.2018, [www.bmwi.de](http://www.bmwi.de)

<sup>[6]</sup> Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU): Klimaschutzplan 2050 vom November 2016, [www.bmu.de](http://www.bmu.de)

80

SZENARIO 80

Im Rahmen der vorliegenden Studie werden zwei Zielszenarien definiert.

**Das erste Szenario (SZENARIO 80) beschreibt einen Reduktionspfad mit der Zielsetzung von 80 % Treibhausgasminderung bis zum Jahr 2050.**

Die von der Bundesregierung für die Zwischenjahre gesetzten Mindestziele beschreiben hierbei die Begrenzung der Treibhausgasemissionen im zeitlichen Verlauf bis zum Jahr 2050.

95

SZENARIO 95

**Das zweite Szenario (SZENARIO 95) beschreibt einen Reduktionspfad, mit dem die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 95 % reduziert werden.**

Für die Zwischenjahre werden hierbei Reduktionsziele vorgegeben, die ambitionierter sind als die von der Bundesregierung gesetzten Ziele.

Da sich bereits heute abzeichnet, dass das Reduktionsziel für das Jahr 2020 von 40 % nicht erreicht werden kann, findet diese Zielmarke in beiden Szenarien keine Berücksichtigung.

Mit Ausnahme der übergeordneten Treibhausgasreduktionsziele werden in beiden Szenarien bewusst keine weiteren Energiewendeziele vorgegeben. Eine Ausnahme ist der Ausstieg aus der Kernenergie- und Kohleverstromung. In Anlehnung an den von der Kommission »Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung« (Kohlekommission) empfohlenen Ausstiegsfad<sup>17</sup> werden die in den jeweiligen Zwischenjahren verbleibenden Restkapazitäten von Kohlekraftwerken bis zum Jahr 2038 vorgegeben. Für den Ausstieg aus der Kernenergie wird der gesetzlich festgelegte Stilllegungsplan implementiert. Weiterhin ist anzumerken, dass die technische Möglichkeit der CO<sub>2</sub>-Abscheidung abgebildet wird. Da die Möglichkeit einer CO<sub>2</sub>-Speicherung ausgeschlossen wird, besteht lediglich die Option der CO<sub>2</sub>-Nutzung (CCU).

Ausgehend von diesen Prämissen werden die kostenoptimalen Reduktionsstrategien für beide Szenarien ermittelt. Die so gewählte Vorgehensweise folgt somit der Logik von möglichen Auswirkungen eines sektorenübergreifenden Emissionshandels oder einer CO<sub>2</sub>-Steuer. Weiterhin ist anzumerken, dass es sich bei den Ergebnissen nicht um Zukunftsprognosen im Sinne einer Erwartungshaltung handelt. Vielmehr werden mit den Szenarien mögliche Handlungsfelder (»Was wäre, wenn ...?«) für Entscheidungsträger aus Politik und Wirtschaft aufgezeigt.

<sup>17</sup> Abschlussbericht der Kommission »Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung« vom Januar 2019, [www.bmwi.de](http://www.bmwi.de)



### 3 Rahmendaten sowie internationales Umfeld

Für die Erstellung der Szenarien ist die Festlegung von sogenannten Rahmendaten notwendig, die bestimmte Trends sowie das sonstige Umfeld beschreiben. Diese sind zum Beispiel die Bevölkerungsentwicklung, die Verkehrsnachfrage oder die Nachfrage nach wirtschaftlichen Gütern wie Stahl oder Zement. Die im Nachfolgenden skizzierten Szenarien sind daher immer im Kontext dieses gesetzten Rahmens bzw. Umfelds zu sehen. Die gewählten Rahmendaten wurden weitestgehend von der BDI Studie »Klimapfade für Deutschland<sup>[8]</sup> übernommen. Danach wird von einer rückläufigen Bevölkerungsentwicklung bis zum Jahr 2050 ausgegangen, die im Jahr 2050 bei 76,6 Mio. Einwohnern<sup>[9]</sup> liegt. Darüber hinaus wird angenommen, dass der Trend der vergangenen Jahre hin zu kleineren Haushaltsgößen anhält. Die Anzahl der Haushalte wird sich daher bis zum Jahr 2050 um gut 2 % (ca. 1 Mio. Haushalte) erhöhen. Damit geht einher, dass sich die Wohnfläche um etwa 11 % erhöht. Der Trend hin zu einem größeren spezifischen Pro-Kopf-Wohnflächenbedarf wird somit weiter fortgeschrieben.

Ursachen hierfür sind vielfältiger Art, wie z. B. der Wunsch nach eigenem Wohnraum junger Familien, höhere Komfortansprüche etc. Auch das Mobilitätsbedürfnis prägt die Ergebnisse der Szenarien signifikant. Wichtige Treiber sind hierbei die Verkehrsnachfragen. Die bis zum Jahr 2050 leicht abnehmende Personenverkehrsleistung spiegelt die Annahme einer abnehmenden Bevölkerungsentwicklung wider. Demgegenüber wird davon ausgegangen, dass die Güterverkehrsleistung bis zum Jahr 2050 um knapp 49 % zunehmen wird. Dies wiederum korreliert mit einem kontinuierlichen Wirtschaftswachstum. So wird angenommen, dass die Bruttowertschöpfung der deutschen Industrie bis zum Jahr 2050 um durchschnittlich 1,2 % pro Jahr steigt. Hieraus resultiert ein absoluter Zuwachs der Bruttowertschöpfung um gut 47 % gegenüber heute.

Die Energieversorgung Deutschlands kann nicht losgelöst von den Entwicklungen in der EU bzw. den benachbarten Ländern gesehen werden. Für die Abschätzung der Stromim- und exporte mit den Nachbarländern wurden der Zehnjahresplan der ENTSO-E (Vision 4 – European Green Revolution)<sup>[10]</sup> sowie das E-Highway Szenario (Large scale RES)<sup>[11]</sup> zugrunde gelegt. Dabei wird davon ausgegangen, dass in Europa eine einheitliche zielgerichtete Klimapolitik verfolgt wird und die gesetzten Reduktionsverpflichtungen eingehalten werden. Auf globaler Ebene wird ebenfalls von deutlich stärkeren Klimareduktionsaktivitäten ausgegangen. Vor dem Hintergrund dieser Aktivitäten werden sich auch die heutigen globalen Energiemärkte ändern. So wird in der vorliegenden Studie von einem internationalen Handel mit Wasserstoff, synthetischen Kraftstoffen sowie synthetischem Methan ausgegangen. Mögliche Im- und Exporte dieser Energieträger werden simuliert.

<sup>[8]</sup> Klimapfade für Deutschland. Studie im Auftrag des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI), Januar 2018, <https://bdi.eu/artikel2/news/studie-zum-klimaschutz-kernergebnisse-der-klimapfade-fuer-deutschland/>

<sup>[9]</sup> Zum Vergleich: Am 31.12.2017 betrug die Anzahl der Einwohner in Deutschland 81,5 Mio.

<sup>[10]</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) (2015). TYNDP 2016 Scenario Development Report

<sup>[11]</sup> Sanchis et al.: The Corridors of Power: A Pan-European »Electricity Highway« System for 2050. IEEE Power and Energy Magazine, 13(1) (2016), 38-51.

---

**BEIDE ZIELE  
ERFORDERN  
UNTERSCHIEDLICHE  
TRANSFORMATIONS-  
STRATEGIEN**



## 4 Methodik und Vorgehensweise



Abbildung 2: Eingesetzte Modelle und Vorgehensweise

<sup>[12]</sup> FINE: Framework for Integrated Energy System Assessment, frei zugänglich über: <https://github.com/FZJ-IEK3-VSA/FINE>

<sup>[13]</sup> NESTOR: National Energy System Model with integrated Sector coupling.

<sup>[14]</sup> Lopion et al.: Cost Uncertainties in Energy System Optimization Models: A Quadratic Programming Approach for Avoiding Penny Switching Effects. (Preprint unter [www.preprint.org](http://www.preprint.org))

<sup>[15]</sup> Hierbei wird ein myopischer Ansatz zugrunde gelegt.

<sup>[17]</sup> Syranidis et al.: Flexible Demand for Higher Integration of Renewables into the European Power System. In 2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM) (pp. 1-6). IEEE

<sup>[18]</sup> 3790 Knoten, 5113 Leitungen mit einer Länge von 274.380 km

<sup>[19]</sup> Ten Year Development Plan (TYNDP), [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu)

<sup>[20]</sup> GLAES: Geospatial Land Eligibility for Energy Systems

Die vom Forschungszentrum Jülich (IEK-3) entwickelte und hier eingesetzte Modellfamilie (Abbildung 2) basiert größtenteils auf dem frei zugänglichen Modellgenerator FINE<sup>[12]</sup>. Mit diesem ist es möglich, Energieflüsse in hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung zu modellieren sowie kostenoptimal unter der Vorgabe von Treibhausgasreduktionszielen zu berechnen. Die entwickelten Modelle werden miteinander gekoppelt und iterativ eingesetzt, sodass die jeweiligen Stärken der entsprechenden Modelle zum Tragen kommen. Verglichen mit anderen bestehenden Modellansätzen sind folgende Vorteile hervorzuheben, die in Summe als Alleinstellungsmerkmal aufzufassen sind:

- ▶ Detaillierte Abbildung von PtX-Pfaden von der Primärenergie bis hin zur Endenergie
- ▶ Berücksichtigung von sektoralen Wechselwirkungen und Gewährleistung von Konsistenz
- ▶ Hohe zeitliche und räumliche Auflösung von Infrastrukturen und erneuerbarer Stromerzeugung
- ▶ Abbildung von zukünftigen Energieinfrastrukturen (Strom, Gas, H<sub>2</sub>) und Speichern mit höchster räumlicher Auflösung
- ▶ Standortscharfe Darstellung von erneuerbaren Potenzialen (Wind, PV) sowie von Elektrolysestandorten
- ▶ Abbildung von zukünftigen globalen Energiemärkten (z. B. Wasserstoff, synthetische Kraftstoffe)
- ▶ Ermittlung von robusten Treibhausgasreduktionsstrategien unter Berücksichtigung von Datenunsicherheiten durch Anwendung neuer Methoden

Basis der Modellierung ist das Energiesystemmodell »FINE-NESTOR«<sup>[13]</sup>, welches die Energieversorgung von der Primärenergie bis zur Endenergie über alle potenziellen Pfade für Deutschland technisch und mit deren Kosten abbildet. Insbesondere Unsicherheiten bezüglich zukünftiger Kosten werden mit einer neuen Methodik berücksichtigt<sup>[14]</sup>. Mit dem Modell FINE-NESTOR<sup>[15]</sup> ist es möglich, Transformationspfade über einen Zeitraum bis zum Jahr 2050 zu berechnen.

Das Modell »EURO-Power«<sup>[17]</sup> analysiert das europäische Höchst- und Hochspannungsnetz knotenscharf<sup>[18]</sup> und liefert damit die Grundlage der Stromim- und -exporte für das Deutschland-Modell (FINE-NESTOR). Da das europäische Ausland nicht Teil der Optimierung ist, wird hier der Ausbau des Stromsektors auf der Basis der Netzentwicklungspläne sowie der Zehnjahrespläne<sup>[19]</sup> der ENTSO-E zugrunde gelegt.

Es ist davon auszugehen, dass die globalen Energiemärkte zukünftig um den Handel mit Wasserstoff, synthetischen Kraftstoffen und synthetischem Methan erweitert werden. Mit Hilfe eines Simulationsmodells werden weltweite Energieversorgungsstrukturen und mögliche Potenziale abgeschätzt. Hierbei werden windreiche Länder (z. B. Kanada, Chile, Island, Argentinien und China) sowie sonnenreiche Länder (z. B. Marokko, Peru, Chile, Algerien und Saudi-Arabien) detailliert betrachtet. Dazu wird von der Stromerzeugung, Umwandlung und Transport die gesamte Wertschöpfungskette bis zum Anlandungshafen in Deutschland techno-ökonomisch modelliert. Die Importkosten für die Energieträger (Wasserstoff, synthetische Kraftstoffe und synthetisches Methan) werden mit einer Kosten-Mengenkurve an das FINE-NESTOR Modell übergeben. Somit kann das Modell auswählen, ob es beispielsweise kostengünstiger ist, Power-to-Fuel-Diesel in Deutschland herzustellen oder von einem der oben genannten Produktionsländer zu importieren.

Das Fundament einer zukünftigen CO<sub>2</sub>-freien Stromproduktion sind erneuerbare Energien. Sie werden zukünftig das Rückgrat der Stromversorgung bilden. Erneuerbare Energien, und hier insbesondere die Stromerzeugung auf Basis von Windkraft und Photovoltaik, werden daher längen- und breitengradgenau in stündlicher Auflösung für ganz Europa bzw. für die genannten Länder analysiert. Hierzu werden zuerst mit dem frei verfügbaren Modell »GLAES«<sup>[20]</sup> sozio-ökonomische Restriktionen (z. B. Mindestabstände zu Häusern oder Straßen etc.) berücksichtigt. Auf der Basis von 37 historischen Wetterjahren werden entsprechende techno-ökonomische Erzeugungspotenziale analysiert. Diese wiederum gehen als Input in das nationale Energiesystemmodell FINE-NESTOR ein.

---

**Im Gegensatz zu vielen anderen Studien ermöglicht das Vorgehen nicht nur die pauschale Angabe von Potenzialen. Vielmehr lassen sich szenarioabhängig die kosteneffizientesten Potenziale mit sehr hoher räumlicher Auflösung standortscharf angeben.**

---

Mit einem Modell zur Auslegung von Wasserstoffinfrastrukturen<sup>[21]</sup> erfolgt unter Berücksichtigung der Elektrolysestandorte sowie der lokalen Wasserstoffnachfragen die Auslegung der notwendigen Wasserstoffinfrastruktur (inkl. Speicher). Aufgrund der modellseitig hohen räumlichen Auflösung ist es möglich, H<sub>2</sub>-Pipelineverläufe sowie H<sub>2</sub>-Speicherstandorte mit einem sehr hohen Detailgrad zu analysieren.

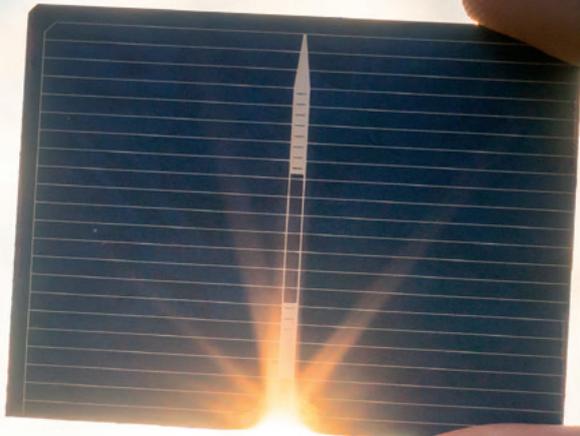
<sup>[21]</sup> Reuß, M., Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur, Schriften des Forschungszentrum Jülich, Reihe Energie & Umwelt, Band 467, 2019

---

# AUSBAU DES HEUTIGEN BESTANDS AN PHOTOVOLTAIKANLAGEN UM FAKTOR 3,7

# 95

SZENARIO 95  
2050





---

## 5 ERGEBNISSE

---

5.1	CO <sub>2</sub> -Emissionen und Energieverbrauch	18
5.2	Kosten	20
5.3	Energiesektor	24
5.4	Sektorkopplung, PtX	28
5.5	Energiespeicher	32
5.6	Gebäude	33
5.7	Industrie	34
5.8	Verkehr	36

---



## 5 Ergebnisse

### 5.1 CO<sub>2</sub>-Emissionen und Energieverbrauch

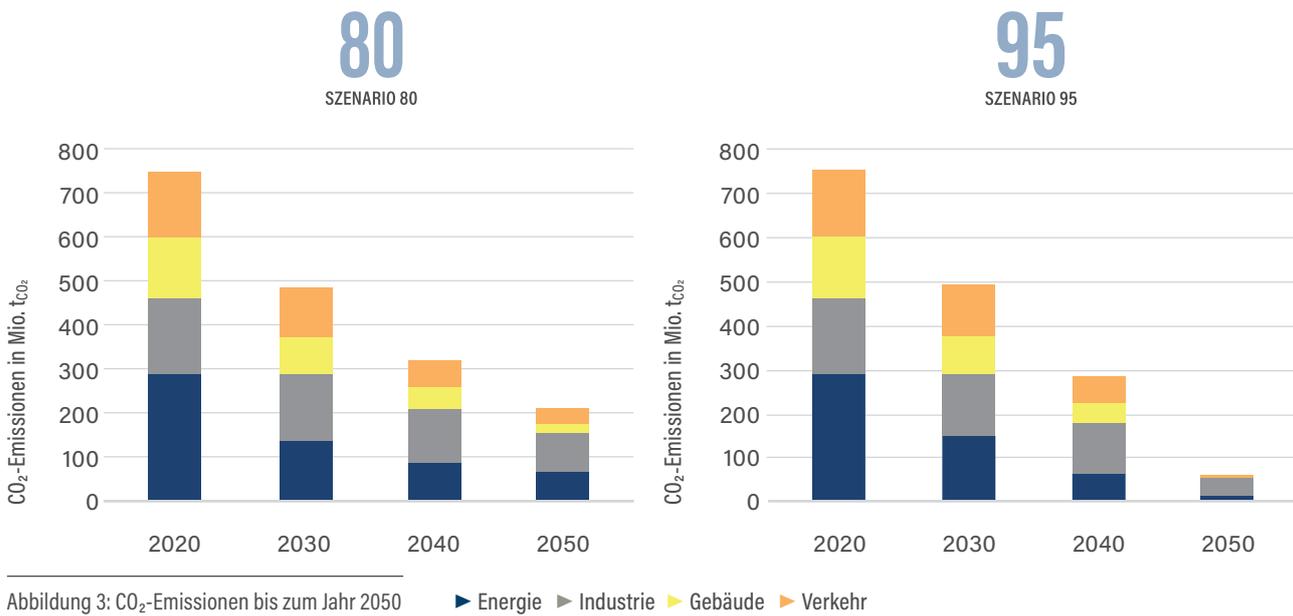


Abbildung 3: CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum Jahr 2050

► Energie ► Industrie ► Gebäude ► Verkehr

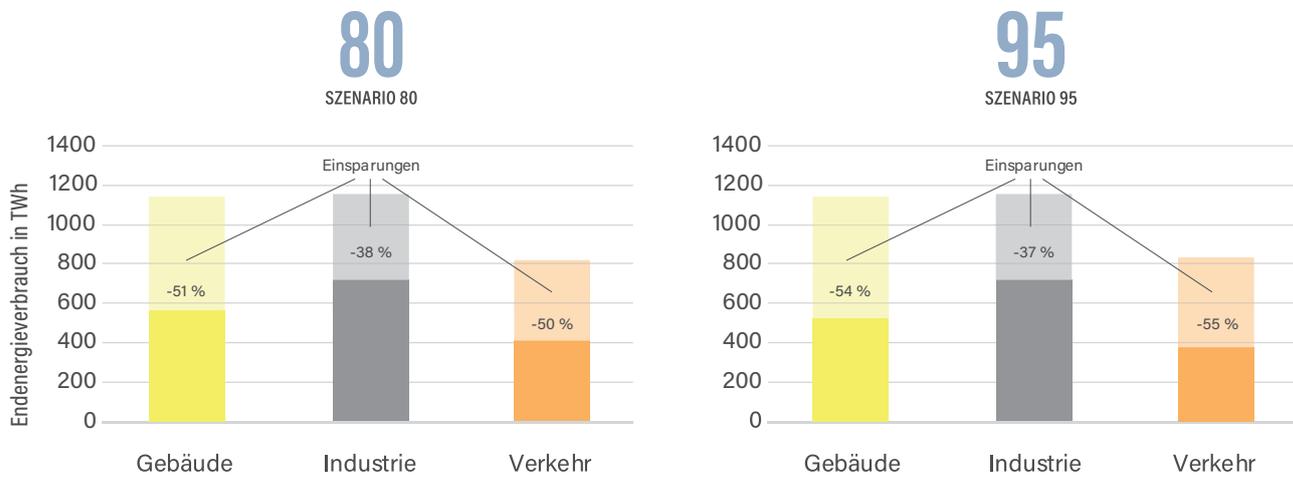


Abbildung 4: Endenergieverbrauch und -einsparung im Jahr 2050

Um die gesetzten Klimaziele der Bundesregierung einzuhalten, ist eine drastische Reduzierung der Treibhausgase im Energiesektor sowie in den Endverbrauchssektoren notwendig. Vergleicht man beide Minderungsstrategien (80 % vs. 95 %) zeigen sich gravierende Unterschiede insbesondere ab dem Jahr 2040 (*Abbildung 3*). Gegenüber 1990 dürfen im **SZENARIO 80** im Jahr 2050 noch ca. 210 Mio. t<sub>CO<sub>2</sub>äq</sub> emittiert werden. Hauptemittenten im Jahr 2050 sind die Industrie sowie der Energiesektor. Beide sind für insgesamt fast drei Viertel der möglichen restlichen Emissionsmenge verantwortlich. Demgegenüber liegen die Anteile für Verkehr und Gebäude mit 16 % bzw. 10 % deutlich niedriger. Bei einer Reduktion von 95 % (**SZENARIO 95**) beträgt die im Jahr 2050 noch zulässige Emissionsmenge ca. 52 Mio. t<sub>CO<sub>2</sub>äq</sub>. Etwa 70 % dieser Emissionen entfallen auf den Industriesektor. Bei dieser Strategie sind die Sektoren Verkehr, Gebäude sowie der Energiesektor nahezu klimaneutral und fast frei von Treibhausgasemissionen. Wie diese Entwicklungen im Einzelnen aussehen und aus welchen Technikkombinationen sie sich zusammensetzen, wird im Nachfolgenden detailliert erläutert. Hinzuweisen ist auch auf den ab dem Jahr 2040 nur noch relativ kurzen Handlungsspielraum von 10 Jahren, der eine hohe Veränderungsdynamik erfordert. Unsere Analysen zeigen, dass das von der Bundesregierung für das Jahr 2040 formulierte Zwischenziel nur mit der Zielmarke einer Treibhausgasreduktion von 80 % bis zum Jahr 2050 kompatibel ist. Für ein Erreichen des 95 % Reduktionsziels bedarf es einer Verschärfung dieses Zwischenziels.

---

**Hauptelemente der Minderungsstrategien sind der Einsatz von erneuerbaren Energien sowie eine forcierte Anwendung von Energieeffizientechnologien.**

---

Aufgrund steigender Nachfragen, insbesondere im Industrie- und Verkehrssektor, wäre ohne den massiven Ausbau energieeffizienter Technologien mit einem deutlichen Anstieg des Endenergieverbrauchs zu rechnen (*Abbildung 4*).

---

**Unsere Analysen zeigen, dass die bestehenden Energieeffizienzpotenziale bereits im **SZENARIO 80** zu einem großen Teil wirtschaftlich sind.**

---

Gegenüber heute werden im **SZENARIO 80** etwa 36 % des heutigen Endenergiebedarfs im Jahr 2050 eingespart. Der vergleichbare Wert für das **SZENARIO 95** beträgt knapp 39 %. Hieraus lässt sich folgern, dass die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen in den Sektoren Gebäude, Industrie und Verkehr ein sehr robustes Handlungsfeld darstellt.

Beide Minderungsstrategien bewirken einen zusätzlichen Effekt: Bei der Umsetzung beider Strategien sinkt die Abhängigkeit von Energieimporten signifikant. Während der Importanteil im Jahr 2018 im Saldo etwa 70 % betrug, liegt er bei einem Treibhausgasreduktionsszenario von 95 % nur noch bei einem Wert von knapp 20 %. Die Analysen verdeutlichen aber auch, dass die deutsche Energieversorgung auch bei einer CO<sub>2</sub> Reduktion von 95 % im Jahr 2050 auf Energieimporte angewiesen ist.



## 5 Ergebnisse

### 5.2 Kosten

Die Umsetzung der CO<sub>2</sub>-Reduktionsmaßnahmen bedeutet eine Einsparung fossiler Energieträger und führt damit zu einer Reduktion der Energiekosten. Diesen eingesparten Kosten sind die Investitionen für den Bau erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen bzw. Infrastrukturen und für die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen inklusive der Kosten für den Anlagenbetrieb gegenüber zu stellen. Diese Mehrkosten<sup>[22]</sup> betragen im SZENARIO 80 gegenüber heute ca. 102 Mrd. € bzw. ca. 192 Mrd. € (SZENARIO 95). Saldiert man die Mehrkosten mit den eingesparten Energiekosten, betragen die jährlichen zusätzlichen Kosten für das SZENARIO 80 ca. 49 Mrd. € im Jahr 2050. Für das SZENARIO 95 liegen die vergleichbaren saldierten Mehrkosten bei ca. 128 Mrd. €/a (Tabelle 1).

Im SZENARIO 80 entfallen etwa 53 % der Mehrkosten im Jahr 2050 gegenüber heute auf den Verkehrssektor, während der Anteil für den Energiesektor gut 28 % beträgt. Demgegenüber sind die Mehrkosten für den Bau von Energieinfrastrukturen mit einem Anteil von ca. 9,6 % deutlich geringer. Eine andere Verteilung zeigt sich im SZENARIO 95: Etwa 28 % der Mehrkosten sind hier dem Verkehrssektor zuzuordnen. Absolut gesehen liegen sie aber deutlich über dem Wert des SZENARIO 80. Etwa 27 % der Mehrkosten<sup>[21]</sup> sind für den Ausbau erneuerbarer Energien im Umwandlungssektor notwendig, und etwa 21 % müssen für die Herstellung bzw. den Import erneuerbarer Kraftstoffe (z. B. Wasserstoff) aufgewendet werden. Die Mehrkosten im Gebäudebereich machen etwa 9 % aus und sind im Wesentlichen auf die Substitution konventioneller Heizungssysteme durch Wärmepumpen sowie auf Maßnahmen für die energetische Sanierung zurückzuführen. Die Mehrausgaben für den Aufbau der notwendigen Energieinfrastruktur inkl. Speicher im

SZENARIO 95 belaufen sich auf einen Anteil von 12,6 %. Absolut gesehen ist dies mehr als eine Verdopplung gegenüber den vergleichbaren Mehrinvestitionen des SZENARIO 80 (Abbildung 5).

**Für einen zusammenfassenden Vergleich beider Szenarien ist folgendes festzustellen:**

**Um das ambitioniertere Reduktionsziel von 95 % umsetzen zu können, sind deutlich höhere Investitionen erforderlich.**

Verglichen mit dem SZENARIO 80 sind die Herstellung erneuerbarer Kraftstoffe, der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung sowie die Dekarbonisierung der Heizwärmeerzeugung die größten Kostenblöcke (Abbildung 6).

Der Unterschied beider Treibhausgasminderungspfade lässt sich auch an den spezifischen Vermeidungskosten ablesen. Während die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten für das Jahr 2050 im SZENARIO 80 ca. 83 €/t CO<sub>2</sub> betragen, liegt der vergleichbare Wert im SZENARIO 95 mit ca. 170 €/t CO<sub>2</sub> um etwa den Faktor 2,2 höher. Wie im Nachfolgenden ausgeführt, setzen sich die Transformationspfade aus unterschiedlichsten Maßnahmen zusammen, mit denen sich Reduktionspotenziale zu unterschiedlichen Kosten erschließen lassen. Die Grenzvermeidungskosten beschreiben die Kosten der letzten reduzierten Tonne CO<sub>2</sub>, um die Ziele von 80 % bzw. 95 % im Jahr 2050 zu erreichen. Im SZENARIO 80 betragen sie ca. 306 €/t CO<sub>2</sub> bzw. ca. 744 €/t CO<sub>2</sub> im SZENARIO 95.

		80 SZENARIO 80	95 SZENARIO 95
<b>Jahr 2050</b>			
Mehrinvestitionen ggü. heute	Mrd. €/Jahr	102	192
Eingesparte Energiekosten ggü. heute	Mrd. €/Jahr	53	64
Saldierte Kosten	Mrd. €/Jahr	49	128
Anteil der saldierten Kosten am BIP 2050	%	1,1	2,8
Durchschnittliche Vermeidungskosten	€/t CO <sub>2</sub>	83	170
Grenzvermeidungskosten	€/t CO <sub>2</sub>	306	744
<b>Kumulierte Mehrkosten heute-2050</b>	<b>Mrd. €</b>	<b>655</b>	<b>1.850</b>

Tabelle 1: Ausgewählte Kosten der jeweiligen Szenarien

<sup>[22]</sup> Mehrinvestitionen sowie Betriebskosten ohne Energieträgerkosten

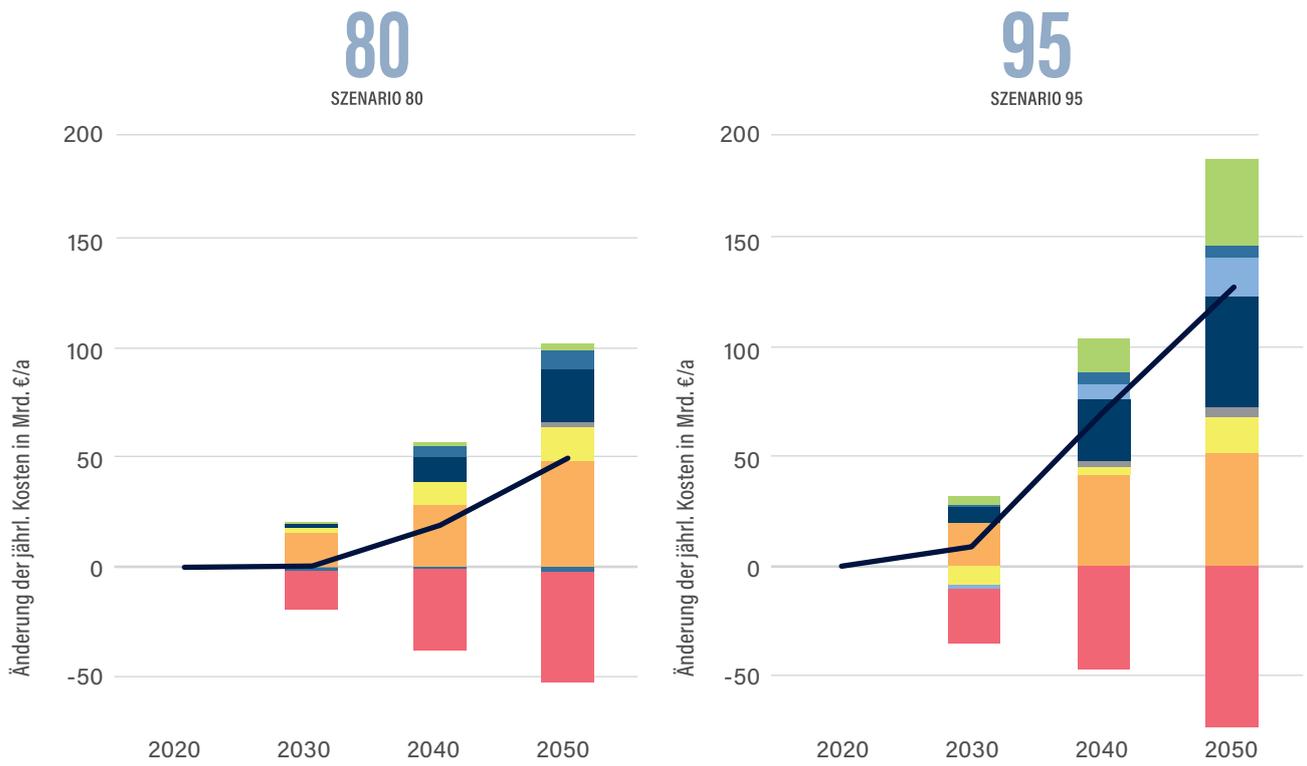


Abbildung 5: Kostenänderung gegenüber heute

- ▶ Konventionelle Kraftstoffe
- ▶ Verkehr
- ▶ Gebäude
- ▶ Industrie
- ▶ Infrastrukturen
- ▶ Speicher
- ▶ Energiesektor
- ▶ Erneuerbare Kraftstoffe
- Gesamtsystemkosten

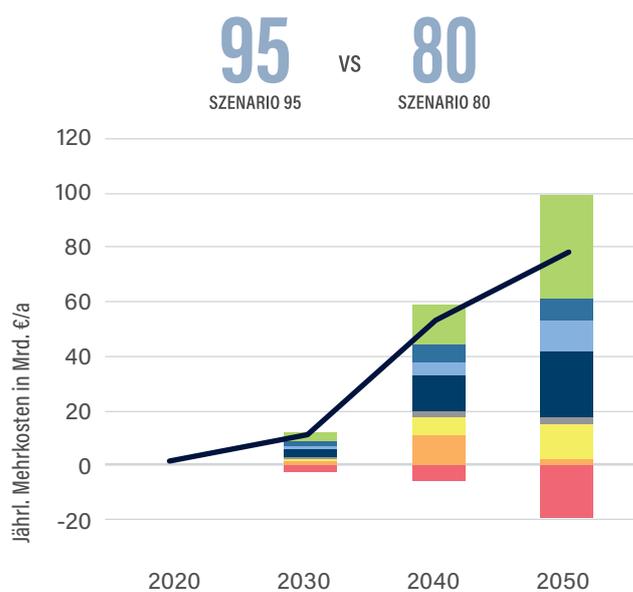


Abbildung 6: Mehrkosten des SZENARIO 95 im Vergleich zum SZENARIO 80



## 5 Ergebnisse

### 5.2 Kosten

#### Makroökonomische Einordnung der Kosten

Bezieht man die saldierten Umbaukosten (SZENARIO 80: 49 Mrd. €, SZENARIO 95: 128 Mrd. €) auf das für 2050 angenommene Bruttoinlandsprodukt, errechnen sich Anteile von 1,1 % (SZENARIO 80) bzw. 2,8 % (SZENARIO 95). Die Höhe der erforderlichen Mehrkosten relativiert sich, wenn sie vergleichend mit heutigen energiebedingten Kostenkategorien gespiegelt werden: So betragen beispielsweise die Kosten für Energieimporte nach Deutschland im Jahr 2018 im Saldo ca. 63 Mrd. €. Bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt lag der Anteil der Energieimportkosten bei knapp 1,9 %.

---

**Dies zeigt, dass die notwendigen Mehrkosten in der Größenordnung heutiger energierelevanter Kostenkategorien liegen.**

---

Die Höhe der ausgewiesenen zusätzlichen Kosten korreliert stark mit den getroffenen Annahmen. So hängt die Höhe der eingesparten Energiekosten stark von den Energiepreisprojektionen ab. In der vorliegenden Studie wird von einer moderaten Steigerung und teilweise von einer Reduktion fossiler Energieimportpreise ausgegangen. Ein höherer Anstieg der Energiepreise würde demzufolge zu höheren Einsparkosten und damit auch zu niedrigeren Gesamtmehrkosten führen.

Darüber hinaus ist darauf hinzuweisen, dass die für das Jahr 2050 ausgewiesenen Mehrkosten den Scheitelpunkt bzw. das Maximum markieren. Die Mehrkosten beinhalten aufgrund teilweise langer Abschreibungsdauern auch Maßnahmen, die weit vor dem Jahr 2050 implementiert wurden. Da diese Techniken zeitnah nach dem Jahr 2050 durch effizientere und kostengünstigere Alternativen ersetzt werden, ist davon auszugehen, dass die jährlichen Mehrkosten nach dem Jahr 2050 deutlich abnehmen werden.

Im Rahmen der Analyse werden Transformationsstrategien für einen Zeitraum von heute bis 2050 analysiert. Insofern sind die über diesen Zeitraum kumulierten Systemmehrkosten ebenfalls von Relevanz. Für das SZENARIO 80 errechnen sich kumulierte Kosten in Höhe von 655 Mrd. €. Im SZENARIO 95 liegen sie mit ca. 1850 Mrd. € um mehr als Faktor 3 höher. Es ist darauf hinzuweisen, dass es sich um die Kosten handelt, die für den Umbau der Energieversorgung notwendig sind. 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.



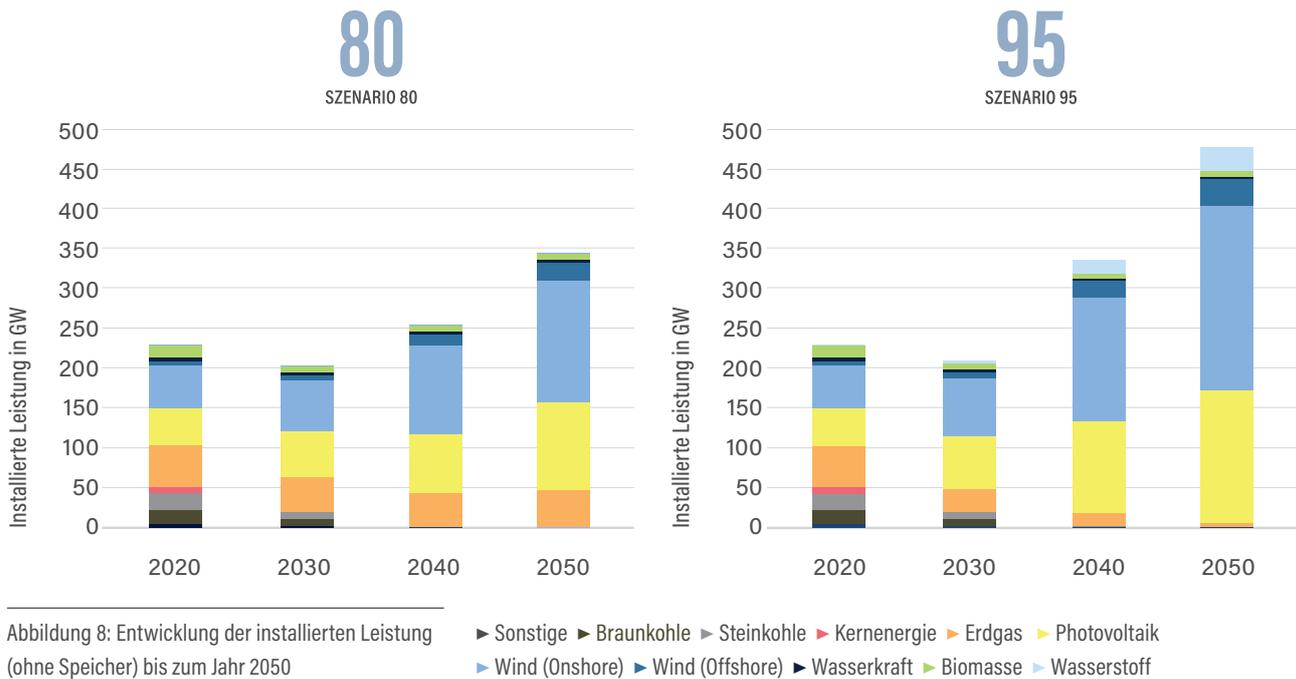
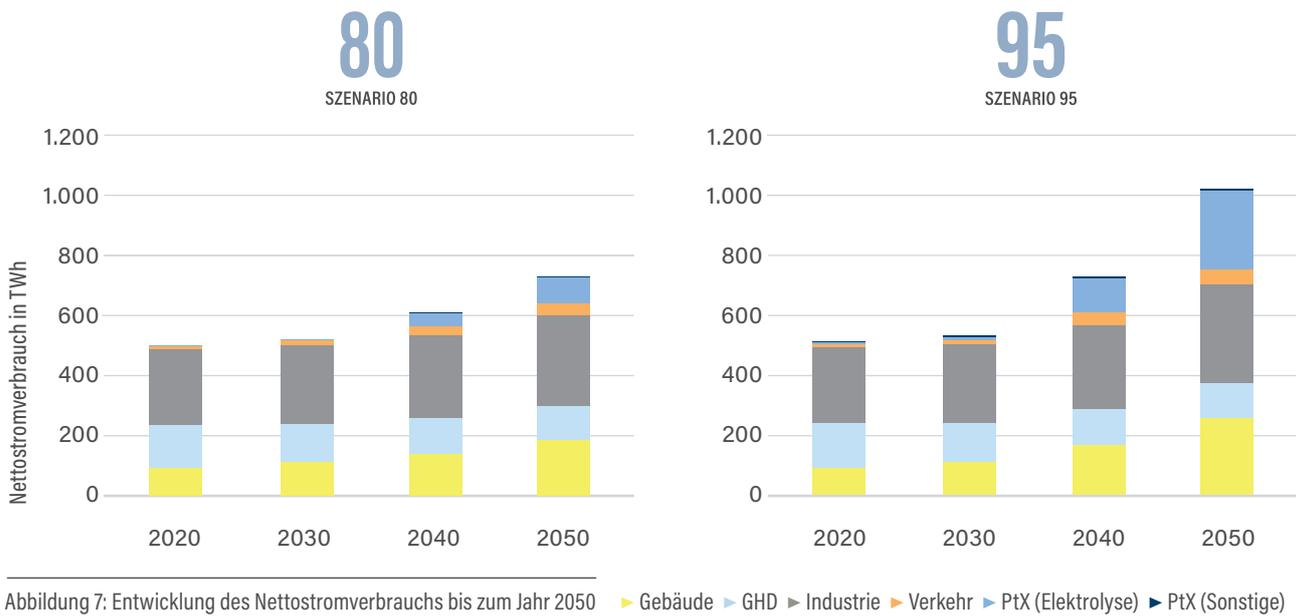
# UMBAUKOSTEN VERGLEICHBAR MIT HEUTIGEN ENERGIEIMPORTKOSTEN

**80** **95**  
SZENARIO 80 2050 SZENARIO 95 2050



## 5 Ergebnisse

### 5.3 Energiesektor



---

**In beiden Reduktionsszenarien ist ein signifikanter Anstieg des Stromverbrauchs bis zum Jahr 2050 festzustellen, der im Wesentlichen auf die Substitution fossiler Energieträger durch Strom bzw. Wasserstoff zurückzuführen ist.**

---

Im SZENARIO 80 liegt der Stromverbrauch im Jahr 2050 in etwa um ein Drittel höher als der heutige Verbrauchswert (Abbildung 7). Im SZENARIO 95 erreicht der Nettostromverbrauch in 2050 einen Wert von 1008 TWh, was einem Anstieg von über 80 % gegenüber dem heutigen Stromverbrauch entspricht. Haupttreiber für diese Entwicklung sind vor allem der massive Einsatz von Wärmepumpen zur Raumwärmeerzeugung und der zunehmende Stromverbrauch in der Industrie. Ein weiterer Grund ist der zunehmende Stromeinsatz für die Elektrolyse, dessen Anteil am gesamten Stromverbrauch im SZENARIO 95 im Jahr 2050 ca. 26 % beträgt. Da die Stromerzeugung bis zum Jahr 2035 noch auf einem erheblichen Anteil fossiler Energieträger basiert, ist der forcierte Einsatz von Effizienzmaßnahmen (z. B. Beleuchtung, Kühlgeräte etc.) in den Sektoren Haushalte und GHD eine besonders effektive Maßnahme, um die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu verringern. Die Folge ist ein rückläufiger Stromverbrauch bis zum Jahr 2030, der danach wieder ansteigt.

---

**Sowohl die Dekarbonisierung der Stromerzeugung als auch der zunehmende Strombedarf sind die zwei zentralen Herausforderungen für die Ausgestaltung des notwendigen Kraftwerksparks.**

---

Während der Zeitraum bis zum Jahr 2035 durch den Abbau von Überkapazitäten sowie den Kohleausstieg gekennzeichnet ist, ist für den Zeitraum danach ein erheblicher Kapazitätszubau zu beobachten (Abbildung 8). Grundlegend lassen sich in beiden Szenarien zwei Effekte beobachten: Erstens, die komplette Verdrängung der Stromerzeugung aus Stein-

und Braunkohlekraftwerken und zweitens, der signifikante Ausbau von Kapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2050. Wesentliche Unterschiede liegen jedoch in der Höhe des Ausbaus der Erneuerbaren Energien. Während im SZENARIO 80 in Summe rund 296 GW erneuerbare Kraftwerkskapazität im Jahr 2050 installiert sind, sind es im SZENARIO 95 rund 471 GW. Zum Vergleich: Im Jahr 2018 waren rund 118 GW erneuerbare Stromerzeugungskapazität installiert<sup>[23]</sup>. Folglich müssten zur Zielerreichung durchschnittlich jährlich rund 5,8 GW (SZENARIO 80) bzw. ca. 11,5 GW (SZENARIO 95) installiert werden<sup>[24]</sup>. Ob ein solcher Zubau machbar ist, lässt sich anhand der Zubauraten ablesen, die in den vergangenen Jahren zu beobachten waren. So wurde in den Jahren von 1995 bis 2017 ein durchschnittlicher Zubau von 8 GW pro Jahr realisiert. Der Peak-Zubau lag in den Jahren 2011 und 2012 bei jeweils ca. 10 GW. Es zeigt sich somit, dass die Zubauraten beider Szenarien aus einer technischen Perspektive ambitioniert aber durchaus machbar erscheinen. Ein Erreichen des notwendigen Ausbaus bis zum Jahr 2050 setzt insbesondere im SZENARIO 95 voraus, dass diese Raten kontinuierlich über den gesamten Betrachtungszeitraum von heute bis zum Jahr 2050 erreicht werden müssen. Eine zeitweise Verzögerung würde zu noch höheren Zubauraten in den Folgejahren führen, was die technische Machbarkeit gefährden könnte.

Der Kapazitätsausbau auf Basis erneuerbarer Energien wird in beiden Szenarien wesentlich durch den Ausbau von Windkraft und Photovoltaik getrieben. Der kontinuierliche Ausbau der Windkraft führt im Jahr 2050 zu einer installierten Kapazität von 175 GW (SZENARIO 80) bzw. 264 GW (SZENARIO 95). Gegenüber der heute installierten Windkraftleistung bedeutet dies eine Steigerung um einen Faktor 3 (SZENARIO 80) bzw. Faktor 4 (SZENARIO 95). Die installierte Leistung der Offshore-Windkraftwerke erreicht im Jahr 2050 Werte von 22 GW (SZENARIO 80) bzw. 34 GW (SZENARIO 95) und zeigt, dass der Ausbau im Wesentlichen durch den Zubau von Onshore-Windkraftanlagen dominiert wird.



Vor dem Hintergrund möglicherweise zu erwartender Akzeptanzprobleme beim Onshore-Windkraftausbau besteht die Gefahr, dass der notwendige Zubau nicht realisiert werden kann. Eine Handlungsalternative könnte darin bestehen, dafür den Ausbau der Offshore-Windkraft zu forcieren. Unsere Analysen zeigen, dass dies allerdings zu erhöhten Systemkosten führen würde (siehe Exkurs Sensitivität Offshore S. 27).

Die Stromerzeugung aller Windkraftwerke beträgt im Jahr 2050 etwa 467 TWh (SZENARIO 80) bzw. 697 TWh (SZENARIO 95) (Abbildung 9). Die Anteile an der gesamten Stromerzeugung liegen bei 63 % (SZENARIO 80) und 65 % (SZENARIO 95). Die durchschnittlichen Volllaststunden liegen im Jahr 2050 bei durchschnittlich ca. 2350 Stunden (Onshore) und 4600 Stunden (Offshore).

**Zusammenfassend ist festzustellen, dass in beiden Reduktionsszenarien die Stromerzeugung aus Windkraftwerken das Rückgrat der zukünftigen Stromversorgung ist.**

Eine zweite Säule ist der Ausbau der Photovoltaikkapazität. Die installierte Leistung (Dachfläche und Freifläche) beträgt im Jahr 2050 knapp 109 GW (SZENARIO 80) bzw. 167 GW (SZENARIO 95). Vergleicht man diese Leistungen mit der heute installierten PV Kapazität, so liegen diese um das 2,4-fache bzw. 3,7-fache darüber. Da die Auslastung der PV Anlagen (1090 bis 1200 Stunden, je nach Standort) gegenüber Windkraftanlagen deutlich niedriger ist, fällt die Stromerzeugung ebenfalls deutlich geringer aus. Der Anteil an der gesamten Stromerzeugung beträgt im Jahr 2050 ca. 15 % (SZENARIO 80) bzw. 18 % (SZENARIO 95).

Während Erdgaskraftwerke im SZENARIO 80 noch mit 10 % zur Stromerzeugung beitragen, liegt der Anteil im SZENARIO 95 aufgrund der strengeren Treibhausgasreduktionsziele mit nur noch etwa 1 % deutlich niedriger. Dafür spielt die Wasserstoffrückverstromung auf der Basis von Gasturbinen und SOFC-Brennstoffzellen eine signifikante Rolle. Mit einer installierten Leistung von 30 GW und einer Stromproduktion von fast 52 TWh beträgt ihr Anteil an der gesamten Stromerzeugung ca. 5 %.

Darüber hinaus zeigen unsere Analysen, dass unter den Randbedingungen stringenter Reduktionsverpflichtungen in beiden Szenarien Deutschland zu einem Stromimporteur wird. Die Importmengen im Jahr 2050 liegen im Saldo in einer Größenordnung von 20 TWh.

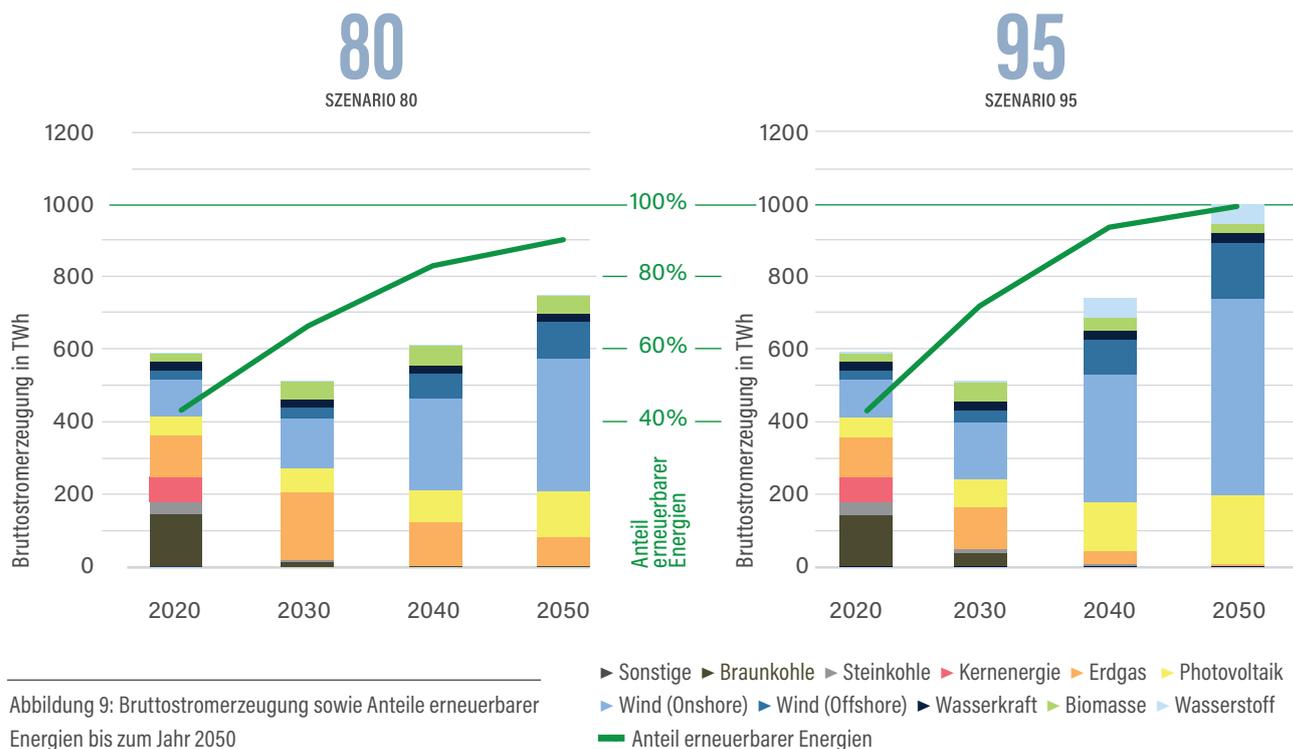


Abbildung 9: Bruttostromerzeugung sowie Anteile erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2050

- ▶ Sonstige ▶ Braunkohle ▶ Steinkohle ▶ Kernenergie ▶ Erdgas ▶ Photovoltaik
- ▶ Wind (Onshore) ▶ Wind (Offshore) ▶ Wasserkraft ▶ Biomasse ▶ Wasserstoff
- Anteil erneuerbarer Energien

### Sensitivität: Offshore-Leistung fix auf rund 60 GW

Im Referenzfall werden im SZENARIO 95 im Jahr 2050 in Summe 230 GW an Onshore-Windkraftanlagen installiert. Dies könnte aufgrund von möglichen Akzeptanzproblemen zu Umsetzungsproblemen führen. Daher wurde eine Sensitivität gerechnet, in der die Wind Offshore Leistung im Jahr 2050 auf rund 60 GW (Offshore 95) fest vorgegeben wurde und alle anderen Optionen als Teil der Optimierung zugelassen wurden (Abbildung 10). Diese Sensitivität repräsentiert somit kein kostenoptimales Szenario mehr. Während die installierte Leistung Wind Offshore ggü. dem Referenzszenario um 26 GW erhöht wurde, werden hierdurch Wind Onshore Leistungen im Umfang von 22 GW, Freiflächen-PV im Umfang von 5 GW und Dachflächen-PV im Umfang von 1 GW eingespart. Dies führt jedoch in Summe zu einer Erhöhung der Gesamtsystemkosten um ca. 1 Mrd. € pro Jahr im Vergleich zum SZENARIO 95.

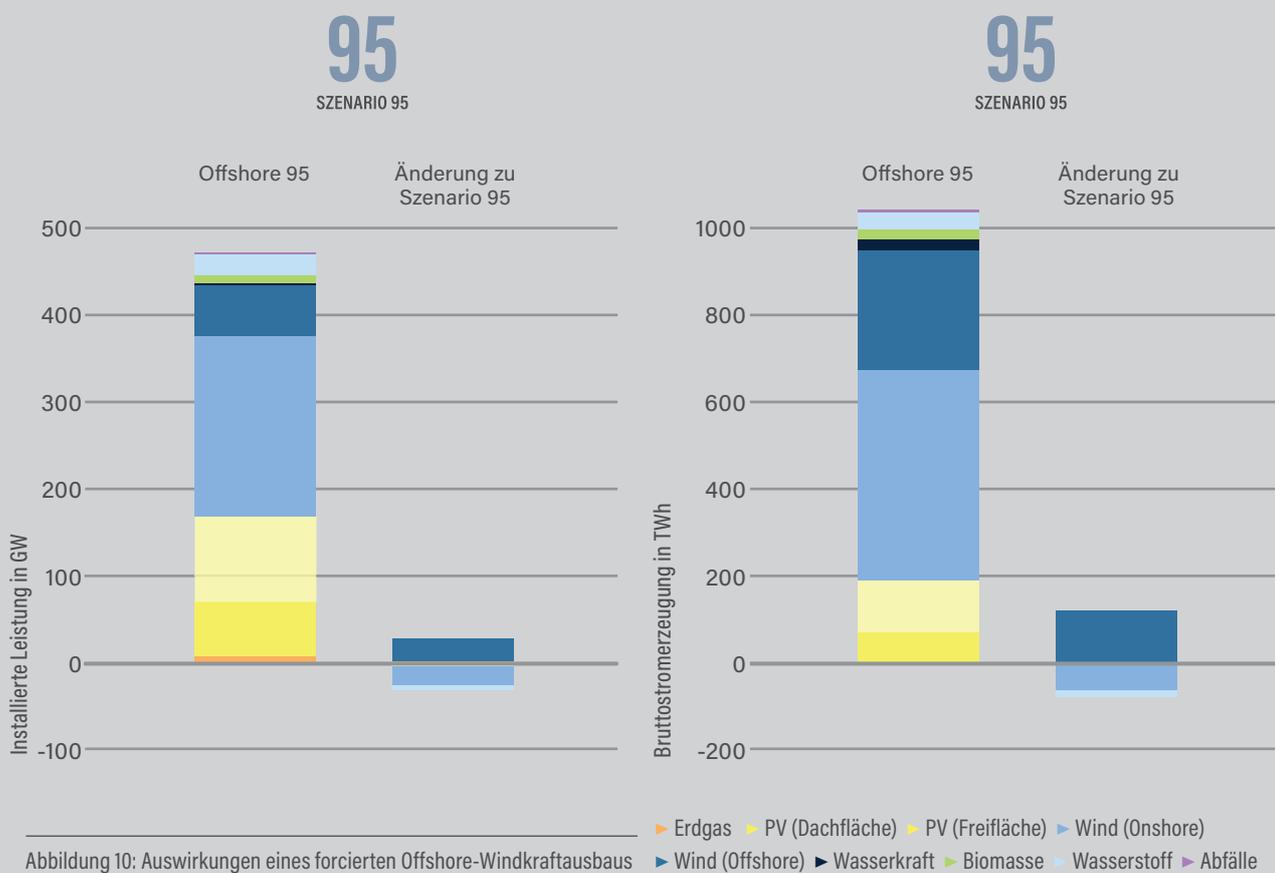


Abbildung 10: Auswirkungen eines forcierten Offshore-Windkraftausbaus



## 5 Ergebnisse

### 5.4 Sektorkopplung, PtX

Die Substitution fossiler Energieträger führt zu einer verstärkten direkten Nutzung von Strom (z.B. Elektromobilität) sowie einem forcierten Einsatz von neuen Energieträgern (z. B. Wasserstoff, synthetische Kraftstoffe) und anderen Energieformen (z. B. Wärme), die wiederum auf der Basis von Strom hergestellt werden (Abbildung 11). Diese auch als Power-to-X (PtX) bezeichneten Entwicklungen erlangen insbesondere im SZENARIO 95 eine große Bedeutung. Grundlegende Voraussetzung dabei ist, dass der eingesetzte Strom auf Basis erneuerbarer Energien hergestellt wird und somit frei von CO<sub>2</sub>-Emissionen ist. Gegenüber der heutigen Energieversorgung nimmt damit die Anzahl der Energieträger ab. Dies wiederum bedeutet, dass die Kopplung von Energiesektor und Endverbrauchssektoren deutlich zunimmt. Dieser mit dem Begriff »Sektorkopplung« bezeichnete Effekt spielt für das Erreichen der Klimaziele eine zentrale Rolle.

Bereits im SZENARIO 80 ist im Gebäudesektor ein deutlicher Trend zu Power-to-Heat festzustellen. So liegt im Jahr 2050 der Anteil der Wärmepumpen an Heizungstechniken der Wohn- und Nichtwohngebäude bei 56 %. Der vergleichbare Wert für das SZENARIO 95 beträgt sogar 83 %. Mit dieser Entwicklung korreliert ein Strommehrbedarf von 117 TWh (SZENARIO 80) bzw. 131 TWh (SZENARIO 95). Auch im Industriesektor ist ein Trend zur strombasierten Prozesswärmeerzeugung festzustellen, wobei die Ausprägung jedoch nicht so signifikant wie im Gebäudesektor ist. Unter Power-to-Gas wird die Umwandlung von Strom über Elektrolyseverfahren zu Wasserstoff (Power-to-Hydrogen) und synthetischem Methan (Power-to-Methan) verstanden. Die Wasserstoffmenge für beide Routen liegt im SZENARIO 80 im Jahr 2050 bei etwa 145 TWh (ca. 4 Mio. t). Im SZENARIO 95 beträgt die erforderliche Wasserstoffmenge 399 TWh<sup>[25]</sup> (ca. 12 Mio. t) und liegt damit deutlich höher (Abbildung 12). Während im SZENARIO 80 der Wasserstoff auf der Erdgasreformierung (Anlagenkapazität: 10 GW) und auf 22 GW installierter Elektrolyseleistung basiert, wird im SZENARIO 95 die Erdgasreformierung durch Wasserstoffimporte ersetzt und die inländische Elektrolyseleistung auf 62 GW ausgebaut. Die durchschnittlichen Volllaststunden der Elektrolyseure von 2600 (SZENARIO 80) bzw. 2900 (SZENARIO 95) unterstreichen die Notwendigkeit, diese an Netzknoten mit erheblichen EE-Strompotenzial im Norden Deutschlands zu installieren.

---

**Die Analysen zeigen, dass die für das SZENARIO 95 im Jahr 2050 insgesamt benötigte Wasserstoffmenge nicht ausschließlich durch inländische Produktion hergestellt werden kann.**

---

Der Anteil der inländischen Wasserstoffherzeugung beträgt 45 %. Dies bedeutet, dass mehr als die Hälfte des Wasserstoffs importiert wird.

Ein wichtiges Einsatzgebiet von Wasserstoff ist die Roheisenherstellung. So wird im SZENARIO 95 bis zum Jahr 2050 die konventionelle Hochofenroute fast komplett durch das Verfahren der Wasserstoffdirektreduktion ersetzt. Hierfür ist der Einsatz einer jährlichen Wasserstoffmenge von 46 TWh erforderlich. Wasserstoffdirektreduktion sowie das Elektrostahlverfahren sind damit die Techniklinien, auf denen die gesamte Stahlerzeugung zukünftig basiert.

---

**Aufgrund seiner guten Speichereigenschaften ist die Rückverstromung von Wasserstoff im SZENARIO 95 eine wichtige Option zur Aufrechterhaltung einer sicheren Stromversorgung.**

---

Im Jahr 2050 werden ca. 23 % des Wasserstoffeinsatzes für eine Rückverstromung verwendet. Neben einer direkten Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor, ist eine weitere Nutzungsoption von Wasserstoff die Herstellung und Nutzung von synthetischen Kraftstoffen (Power-to-Fuel). Unsere Analysen zeigen, dass diese Option erst im SZENARIO 95 eine gewisse Bedeutung erlangt. Hierbei handelt es sich um den Einsatz von synthetischen Dieselmotorkraftstoffen sowie Flugturbinenmotorkraftstoffen. Allerdings werden diese Kraftstoffe importiert, da eine Produktion an günstigen Standorten im Ausland (inkl. Transport per Schiff) deutlich kostengünstiger ist, als eine inländische Erzeugung.

Eine forcierte Wasserstoffnutzung erfordert den Aufbau einer geeigneten inländischen Transport- und Verteilungsinfrastruktur. In der Markteinführungsphase lässt sich diese mit Hilfe von Lkw-Transporten realisieren. Bei einer ausreichend großen Wasserstoffnachfrage, wie im SZENARIO 95, ist der Bau von Pipelines notwendig und kosteneffizient, um eine landesweite Versorgung zu ermöglichen (Abbildung 13). Die ermittelten Pipelineinfrastrukturkosten liegen je nach Verbrauchergruppe in einer Bandbreite von 0,6 ct/kWh H<sub>2</sub> und 1,7 ct/kWh H<sub>2</sub>. Sie sind somit vergleichbar mit den Netzkosten der heutigen Erdgasversorgung<sup>[26]</sup>. Es ist darauf hinzuweisen, dass ausschließlich der Neubau von Wasserstoffpipelines angenommen wurde. Für den Fall einer Umwidmung heute bestehender Erdgaspipelines könnten die Infrastrukturkosten nochmals signifikant verringert werden.

---

<sup>[25]</sup> Entspricht etwa 39 % des heutigen Erdgaseinsatzes

<sup>[26]</sup> Die Gas-Netzentgelte für die Industrie und das produzierende Gewerbe in Deutschland lagen im Jahr 2018 in einer Bandbreite von 0,33 ct/kWh und 1,25 ct/kWh

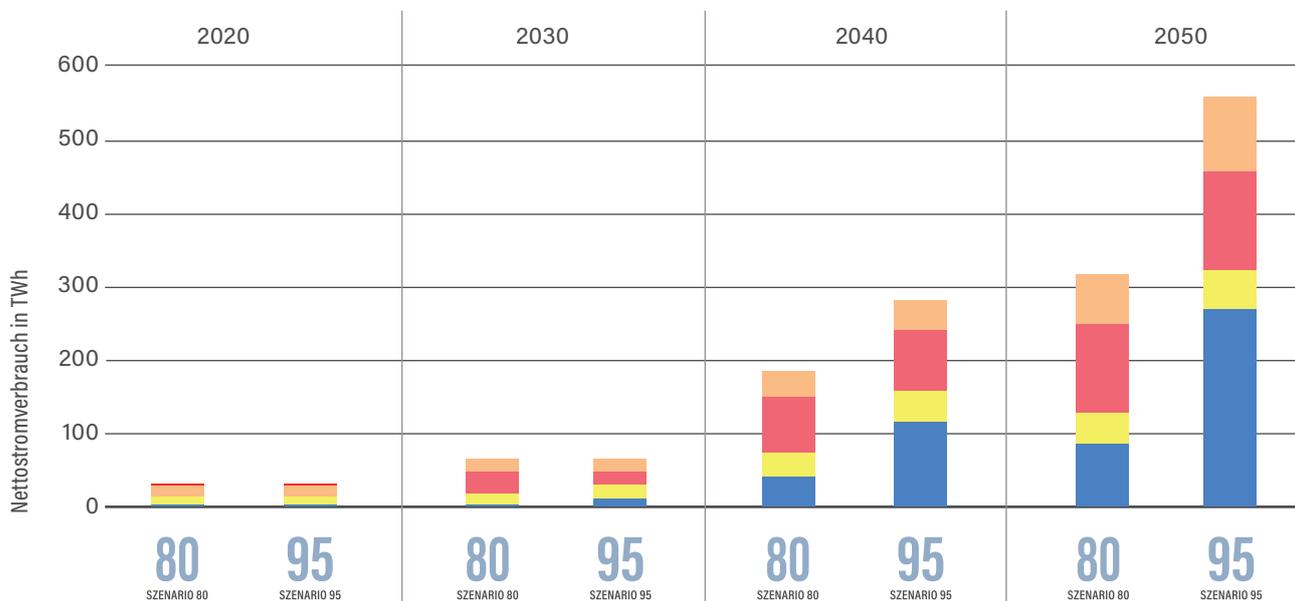


Abbildung 11: Nettostromverbrauch durch die Sektorkopplung ▶ PtX-Maßnahmen ▶ E-Mobilität ▶ Gebäudewärme und Warmwasser ▶ Prozesswärme

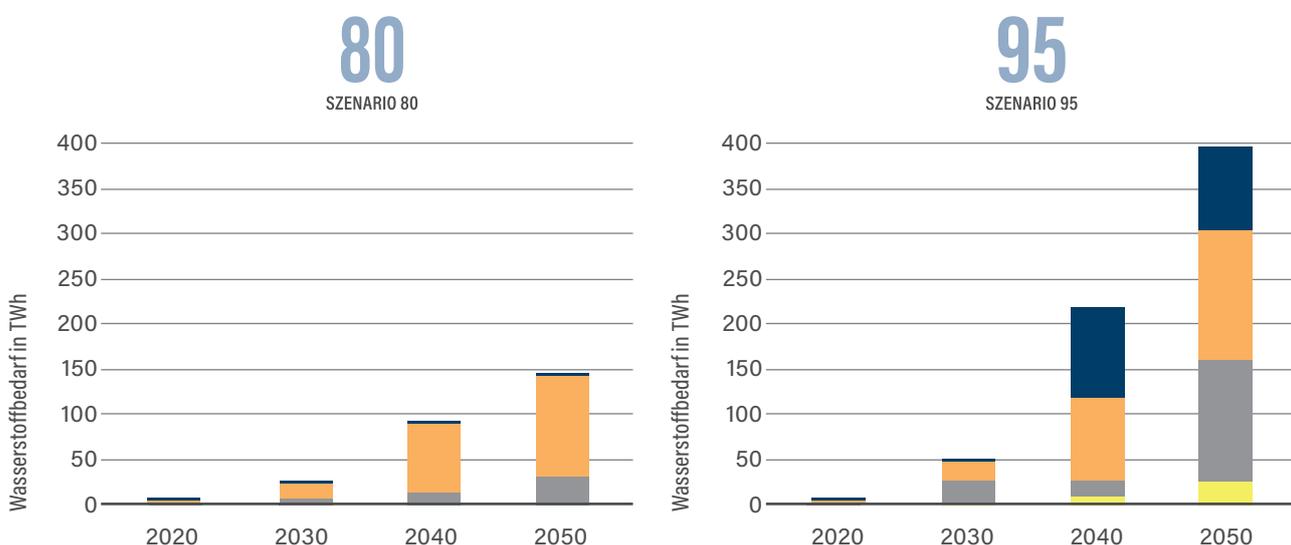


Abbildung 12: Wasserstoffbedarf für die Sektorkopplung ▶ Gebäude ▶ Industrie ▶ Verkehr ▶ Energie

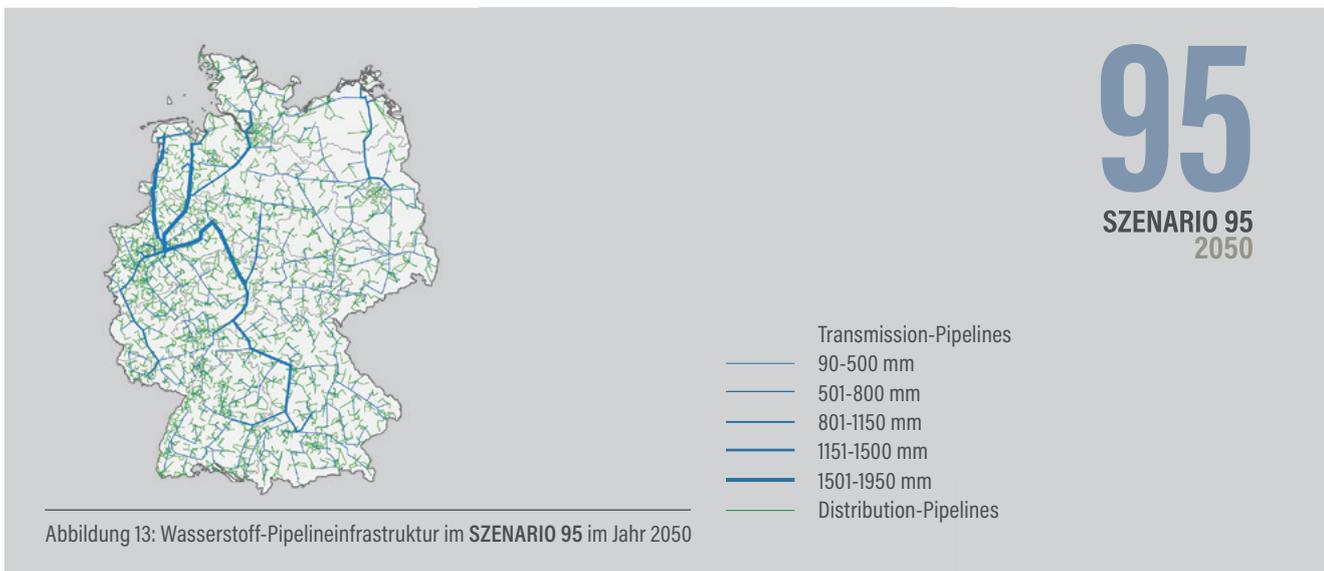


Abbildung 13: Wasserstoff-Pipelineinfrastruktur im SZENARIO 95 im Jahr 2050

---

# AUSBAU DES HEUTIGEN BESTANDS AN WINDKRAFT- ANLAGEN UM FAKTOR 4



# 95

SZENARIO 95  
2050





## 5 Ergebnisse

### 5.5 Energiespeicher

Mit zunehmendem Ausbau volatiler erneuerbarer Energien sowie der Systemintegration von PtX-Verfahren steigt der Bedarf an Energiespeichern. Hierbei ist zwischen unterschiedlichen Speichertypen und -aufgaben zu differenzieren. Für die kurzfristige Speicherung zum Ausgleich von Wettereffekten bei der Einspeisung aus PV- und Windkraftanlagen sowie von Nachfrageschwankungen im Stundenbereich und darunter eignen sich vor allem Batteriespeicher. Dank eines hohen Anteils batterieelektrischer Fahrzeuge im Verkehrssektor und unter der Annahme, dass sich 10 % von deren verfügbarer Speicherkapazität systemdienlich nutzen lassen, besteht darüber hinaus kein nennenswerter Ausbaubedarf an zusätzlichen Kurzzeitspeichern.

Die mittelfristige Speicherkapazität dient dem Ausgleich von Tages- und Wochenzyklen der elektrischen Einspeisung (insbesondere der Photovoltaik) sowie der Stromnachfrage. Die Rechnungen zeigen, dass in beiden Szenarien die in Deutschland verfügbare Pumpspeicherkapazität von rund 56 GWh nicht ausreicht. Für die Deckung dieser Speicherkapazität kommen Druckluftspeicherkraftwerke zum Einsatz. Die installierte Kapazität beträgt im **SZENARIO 80** etwa 24 GWh (400 MW) und steigt im **SZENARIO 95** auf einen Wert von 189 GWh (5 GW) an.

Der wichtigste hinzukommende Speicherbedarf liegt allerdings in der Langzeitspeicherung. Hiermit wird der saisonale Ausgleich des Angebots an Solar- und Windenergie sowie die Vorhaltung von Energie zur Kompensation einer unvorhergesehenen »kalten Dunkelflaute«<sup>[27]</sup> bewerkstelligt (Abbildung 14).

**Unter den Bedingungen der kalten Dunkelflaute muss im auslegungskritischen SZENARIO 95 eine hohe Energiemenge für die Überbrückung des betreffenden Zeitraums zurückgehalten werden.**

Solche Speicherkapazitäten bieten in Deutschland ausschließlich Gasspeicher in Form von Kavernen- und Porenspeichern. Trotz des Rückbaus der Erdgas- bzw. Methanspeicherkapazitäten verbleibt im Jahr 2050 noch eine Restspeicherkapazität in Höhe von ca. 42 TWh. Diese wird überwiegend zur Speicherung von Biomethan genutzt.

Ergänzend ist die Umwidmung von Erdgaskavernenspeichern zu Wasserstoffkavernenspeichern mit einer Kapazität von ca. 67 TWh notwendig. Zur Rückumwandlung in elektrische Energie muss zusätzlich eine Back-up-Kapazität von 13 GW an Gas- bzw. GuD-Kraftwerken und 33 GW an Festoxidbrennstoffzellen installiert werden. In Kombination mit der skizzierten Speicherkapazität wird somit eine kostenoptimale Konfiguration zur Sicherung der zukünftigen Stromversorgungssicherheit erreicht.

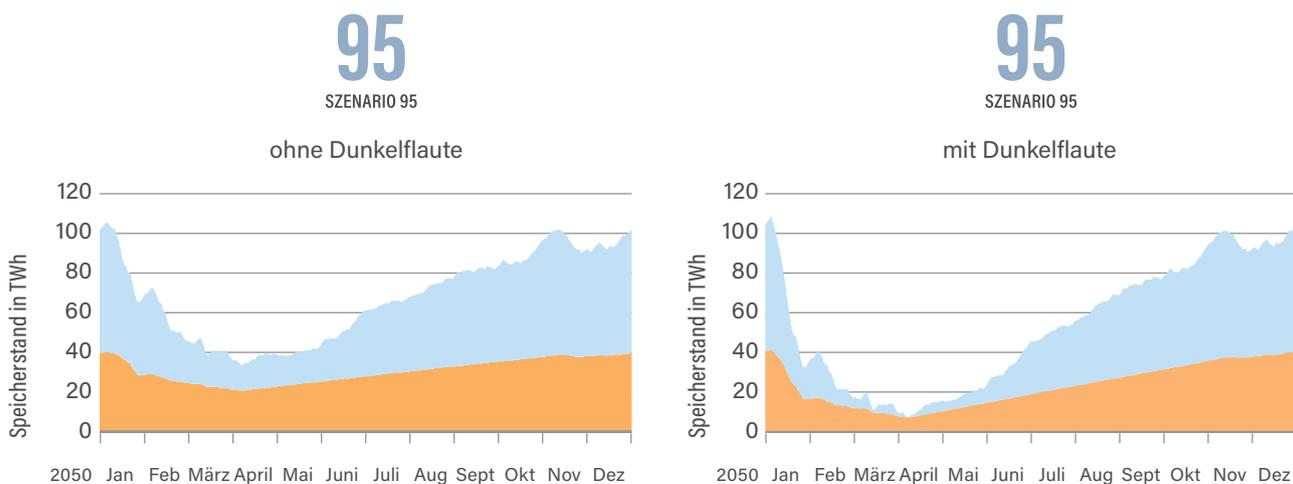


Abbildung 14: Vergleich der Speichernutzung in **SZENARIO 95** mit und ohne die Berücksichtigung einer kalten Dunkelflaute

▶ Erdgas-/Methanspeicher ▶ Wasserstoffspeicher

<sup>[27]</sup> Unter einer kalten Dunkelflaute wird die Kombination unvorhergesehener Wetterereignisse verstanden, die zu einer niedrigen erneuerbaren Stromerzeugung bis hin einem Ausfall der Erzeugung führen kann. Gleichzeitig wird von einer niedrigen Außentemperatur ausgegangen, die zu einem hohen Heizwärmeverbrauch führt. In der vorliegenden Studie wurde von einem Zeitraum von zwei Wochen im Monat Januar ausgegangen, in der eine Dunkelflaute vorherrscht.



Der Gebäudesektor trägt derzeit mit einem Anteil von gut 16 % zu den nationalen CO<sub>2</sub>-Emissionen bei. Die erforderliche CO<sub>2</sub>-Reduktion wird in beiden Transformationsstrategien über einen Mix von Effizienzmaßnahmen sowie den Einsatz CO<sub>2</sub>-freier Heizungstechniken (Wärmepumpe, Biomasse-einsatz) erreicht. Während die Energieeinsparung im SZENARIO 80 bis zum Jahr 2050 bei gut 51 % gegenüber heute liegt, beträgt der vergleichbare Wert für das SZENARIO 95 etwa 55 %.

**Die Umsetzung gebäudeseitiger Effizienzmaßnahmen ist ein robustes Handlungsfeld, unabhängig davon, welches Reduktionsziel erreicht werden soll.**

Eine weitere Maßnahme, die zum Erreichen der Klimaziele beiträgt, ist die Substitution fossil-basierter Heizungstechniken. Obwohl die kostengünstigen Effizienzpotenziale für sonstige Stromanwendungen (Licht, Kühlen etc.) eine signifikante Stromeinsparung bewirken, führt die Elektrifizierung der Wärmeversorgung im Saldo langfristig zu einer Zunahme des Stromverbrauchs des Haushaltssektors.

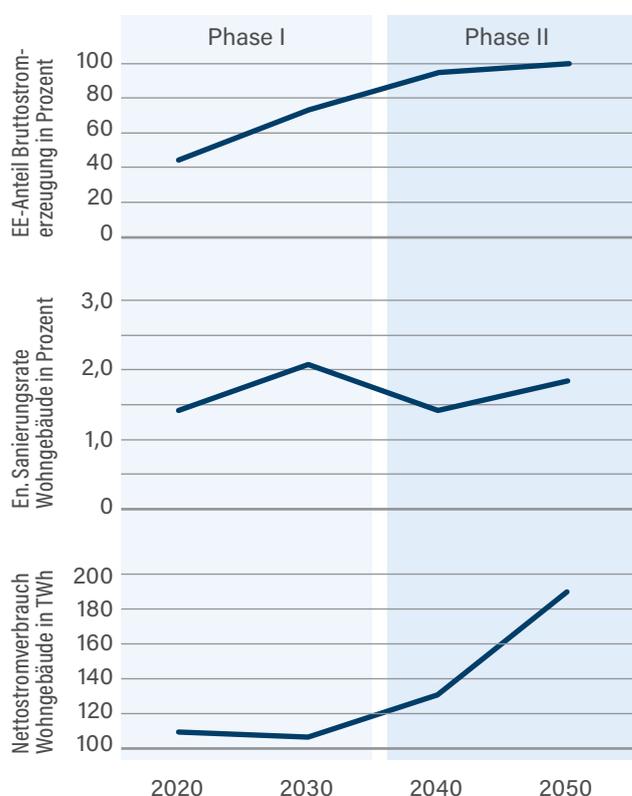


Abbildung 15: Energetische Sanierungsrate von privaten Wohngebäuden sowie Strombedarf der privaten Haushalte im SZENARIO 95

Etwa 83 % des Wärmebedarfs des Jahres 2050 werden im SZENARIO 95 durch strombasierte Heizungstechniken, wie z.B. Wärmepumpen, gedeckt. Der Einsatz von Wasserstoff zur Wärmeversorgung, zum Beispiel über Hochtemperaturbrennstoffzellen, ist nur von untergeordneter Bedeutung.

**Die Anwendung der Wärmepumpentechnik spielt zukünftig eine zentrale Rolle.**

So steigt die Anzahl der installierten Wärmepumpen im Jahr 2050 im SZENARIO 95 auf ca. 14 Mio. Anlagen an. Die Wärmepumpe ist damit die dominierende Heizungstechnik. Ein weiteres wichtiges Element für das Erreichen der Klimaziele ist die Versorgung über leitungsgebundene Nahwärmesysteme. Dem gegenüber nimmt der Anteil der großen zentralen Wärmeversorgungssysteme (klassische Fernwärmeversorgung) ab.

Für die Umsetzung der skizzierten Entwicklung kann der verbleibende Zeitraum bis zum Jahr 2050 in zwei Handlungsphasen unterteilt werden (Abbildung 15). In der ersten Phase bis zum Jahr 2035 wird verstärkt auf die Umsetzung gebäudeseitiger Effizienzmaßnahmen gesetzt, während die Phase danach durch den verstärkten Einsatz strombasierter Heizungstechniken und einen zunehmenden Biomasseeinsatz charakterisiert ist. In der ersten Phase ist eine energetische Sanierungsrate von zeitweise mehr als 2 % notwendig, die in der zweiten Phase dann wieder abnimmt. Der Grund ist die starke Kopplung von Stromerzeugung und Gebäudewärmeversorgung (Sektorkopplung). Da die Stromerzeugung bis zum Jahr 2035 in beiden Reduktionsszenarien noch einen signifikanten CO<sub>2</sub>-Fußabdruck aufweist, ist der Einsatz von gebäudeseitigen Effizienzmaßnahmen effektiver, um die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu mindern. Erst mit der signifikanten Zunahme von regenerativer Stromerzeugung, die mit geringeren spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen korreliert, wird der Einsatz von strombasierten Wärmeerzeugungstechniken attraktiv und bringt deren emissionsseitige Vorteile voll zur Entfaltung.

## 5 Ergebnisse

### 5.7 Industrie



Etwa 21 % der heutigen CO<sub>2</sub>-Emissionen werden durch die Industrie verursacht. Sie weist damit die höchsten Emissionen von allen Endenergiesektoren auf. In beiden Szenarien werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber heute deutlich reduziert. Allerdings ist der Industriesektor in beiden Szenarien zum Ende des Betrachtungszeitraums im Jahr 2050 der größte Verursacher von CO<sub>2</sub>. Die Anteile an den Gesamtemissionen im Jahr 2050 betragen ca. 42 % (SZENARIO 80) bzw. 72 % (SZENARIO 95). Allerdings sind die Minderungsbeiträge der Industrie im Kontext der allgemeinen Wirtschaftsentwicklung zu sehen. So wird bis zum Jahr 2050 davon ausgegangen, dass die Bruttowertschöpfung der Industrie jährlich um durchschnittlich 1,2 % wachsen wird, was letztendlich eine höhere Güternachfrage und damit einen höheren Energieverbrauch erwarten lässt. Ein wesentlicher Faktor für die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Industrie ist die Erzeugung von Prozesswärme. Unsere Analysen verdeutlichen, dass die Prozesswärmenachfrage trotz steigender Güternachfrage fast auf dem heutigen Verbrauchsniveau verbleibt. D.h. der aufgrund steigender Güternachfragen zu erwartende Energiemehrverbrauch wird durch Effizienzmaßnahmen in gleicher Größenordnung in etwa kompensiert. Für die Erzeugung von Prozesswärme wird im Wesentlichen Gas, Biomasse sowie Strom eingesetzt (Abbildung 16).

**Während im SZENARIO 80 noch ein erheblicher Anteil fossilen Erdgases eingesetzt wird, reduziert sich der Gaseinsatz im SZENARIO 95 deutlich und wird durch einen zunehmenden Einsatz von Biomasse, Strom und Wasserstoff substituiert.**

Unsere Analysen verdeutlichen, dass sich die Transformationspfade beider Szenarien somit deutlich unterscheiden. Dies gilt auch für einzelne Branchen wie z. B. die besonders CO<sub>2</sub>- und energieintensive Stahlindustrie. Während im SZENARIO 80 die Roheisengewinnung noch zu einem guten Teil (ca. 33 %) auf der konventionellen Hochofenroute basiert, erfolgt diese im SZENARIO 95 fast ausschließlich auf Basis der Wasserstoffdirektreduktion, wodurch prozessbedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen vermieden und somit eine klimaneutrale Roheisengewinnung erreicht wird (siehe Exkurs: Stahlindustrie S.37).

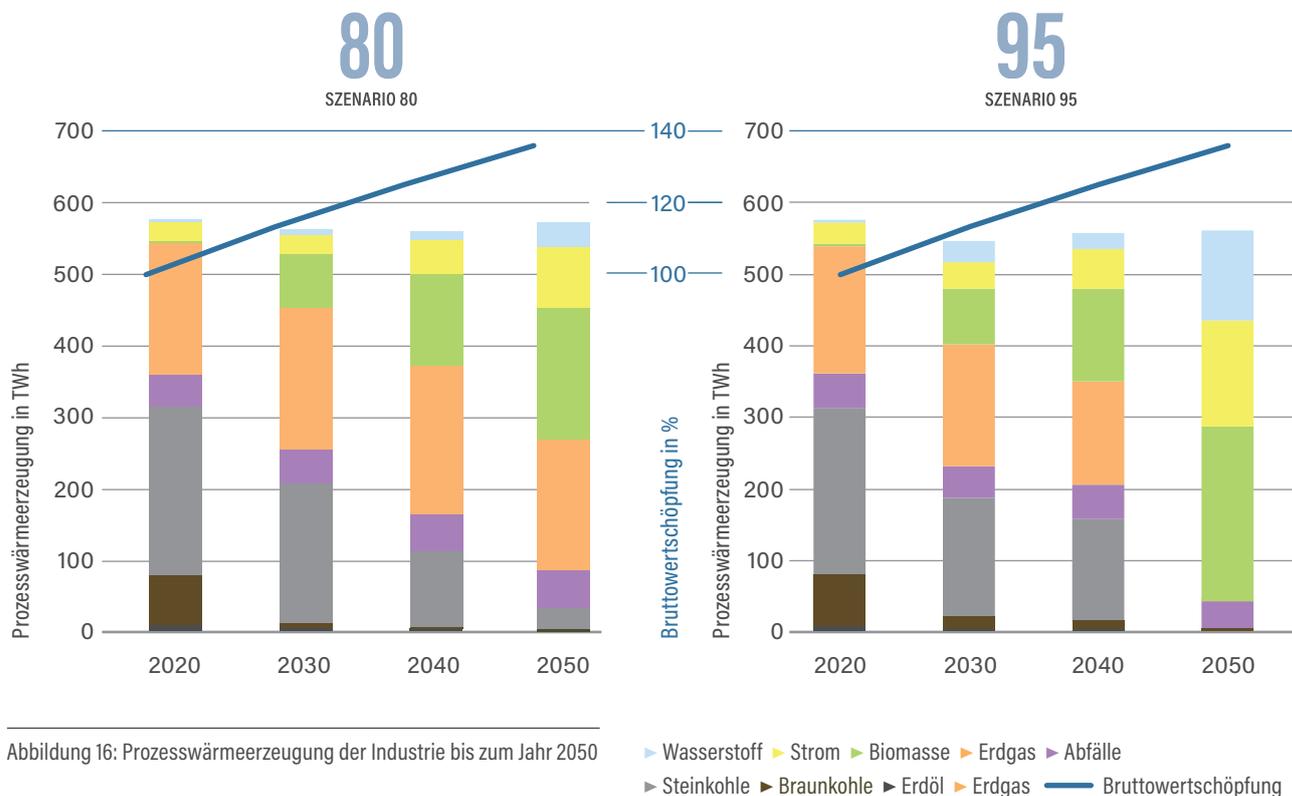


Abbildung 16: Prozesswärmeerzeugung der Industrie bis zum Jahr 2050

### Detailbeschreibung der Stahlindustrie

Etwa 30 % der Stahlerzeugung wird derzeit auf Basis des Elektrolichtbogenverfahrens und 70 % über die Hochofenroute produziert. Um die prozessbedingten Emissionen der Hochofenroute zu vermeiden, bieten sich lediglich das Wasserstoffdirektreduktionsverfahren und das Elektrolichtbogenverfahren an. Während im **SZENARIO 80** noch ein signifikanter Anteil des Stahls über die klassische Hochofenroute produziert wird, erfolgt die Erzeugung im **SZENARIO 95** fast ausschließlich über das Elektrolichtbogen- sowie das Direktreduktionsverfahren ([Abbildung 17](#)). Knapp 59 % des Stahls wird im Jahr 2050 mit dem Direktreduktionsverfahren hergestellt. Der Wasserstoffbedarf für die Direktreduktion im **SZENARIO 95** liegt im Jahr 2050 bei 46 TWh (1,4 Mio. t).

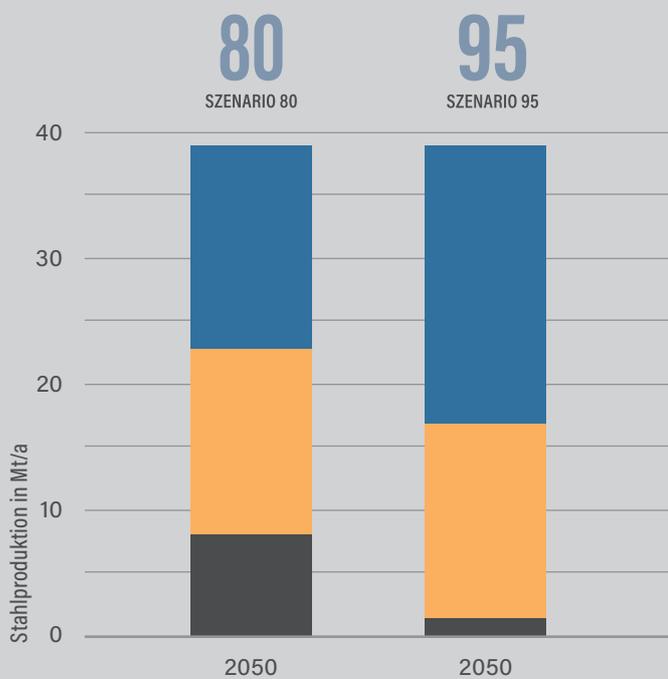
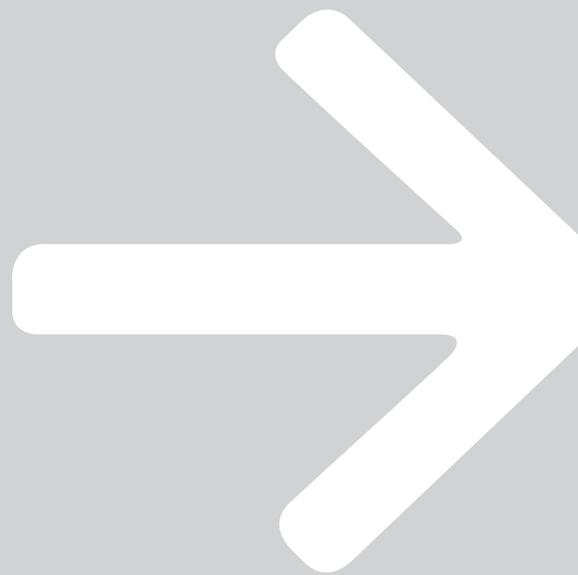


Abbildung 17: Stahlerzeugungsrouten 2050 ▶ Direktreduktion ▶ Elektrolichtbogenofen ▶ Hochofen





## 5 Ergebnisse

### 5.8 Verkehr

Schon eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 80 % bis zum Jahr 2050 (SZENARIO 80) erfordert für den Pkw-Verkehr einen Ausstieg aus der klassischen Kraftstoffversorgung. So beträgt der Anteil von fossil-basiertem Benzin und Diesel am Kraftstoffmix des Jahres 2050 nur noch 19 %, während im SZENARIO 95 kein fossiles Benzin und Diesel mehr eingesetzt werden (Abbildung 18).

---

#### **In beiden Szenarien dominieren Strom und Wasserstoff den zukünftigen Kraftstoffmix des Pkw-Verkehrs.**

---

Die Anteile von Strom und Wasserstoff am Kraftstoffmix betragen in Summe ca. 65 % (SZENARIO 80) bzw. 74 % (SZENARIO 95) wodurch die Bedeutung der Kopplung von Energie- und Verkehrssektor unterstrichen wird. Während der Einsatz von fossil-basiertem Erdgas im SZENARIO 80 noch eine attraktive Option darstellt, wird er im SZENARIO 95 überwiegend durch den Einsatz von Biokraftstoffen sowie PtL-Kraftstoffen substituiert. Dies bedeutet, dass für das Erreichen einer CO<sub>2</sub>-Minderung von 95 % bis zum Jahr 2050 eine klimaneutrale Pkw-Flotte erforderlich ist. Der Anteil von vollelektrischen, teilelektrischen sowie brennstoffzellengeführten Fahrzeugen beträgt im SZENARIO 95 etwa 79 %.

---

#### **Grundlegende Voraussetzung für das Gelingen der Verkehrswende ist eine CO<sub>2</sub>-freie Strom- und Wasserstoffherzeugung.**

---

Unsere Analysen zeigen, dass insbesondere die Pkw-Fahrzeugkosten die Wahl der Antriebstechniken stark beeinflussen. Allerdings werden derzeit sehr unterschiedliche Kostenprojektionen für die jeweiligen Antriebstechniken angegeben (vgl. Exkurs Fahrzeugkosten S.37). Angesichts dieser Unsicherheit, sollten die Gestaltung der Verkehrswende und insbesondere die Entwicklung von neuen Antriebstechniken unvoreingenommen erfolgen, um etwaige Pfadabhängigkeiten zu vermeiden. Ein klimaneutraler Verkehrssektor erfordert eine stärkere Nutzung von Schienen- und Busverkehr. So liegt der schienengebundene Personentransport in beiden Szenarien um etwa 22 % über dem heutigen Wert. Als Antriebstechniken kommen Oberleitungszüge sowie brennstoffzellengeführte Züge zum Einsatz.

Während im Personenverkehr die Verkehrsnachfrage stagniert bzw. bis 2050 leicht abnimmt, steigt sie im Güterverkehr bis zum Jahr 2050 stark an. Sie stellt damit eine besondere Herausforderung dar, da die hierdurch zu erwartenden Mehremissionen zusätzlich kompensiert werden müssen. Mit einem Anteil von 66 % am gesamten Güterverkehrsaufkommen ist der straßengebundene Güterverkehr auch im Jahr 2050 die wichtigste Transportart. Die heute noch dominierende dieselgetriebene Antriebstechnik wird durch den Einsatz von Brennstoffzellen, LNG-Antrieben sowie den Einsatz von PtL-Diesel abgelöst (Abbildung 19). Dieser Trend ist in beiden Szenarien zu beobachten, allerdings mit unterschiedlicher Ausprägung. Über drei Viertel aller Lkw für den Ferntransport besitzen im SZENARIO 95 im Jahr 2050 einen Brennstoffzellenantrieb. Der vergleichbare Wert für das SZENARIO 80 beträgt gut 56 %. Der Einsatz von Oberleitungs-Lkw ist in beiden Szenarien nicht wirtschaftlich und daher nicht Bestandteil des zukünftigen Technikportfolios.

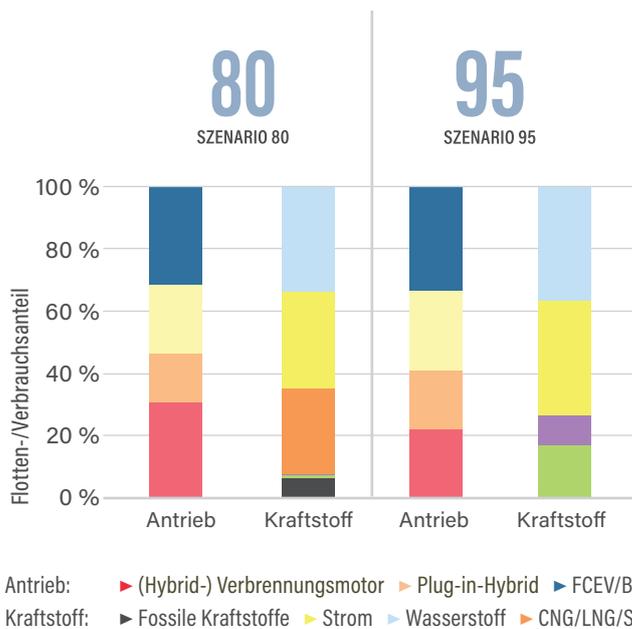


Abbildung 18: Kraftstoffmix und Antriebsart für den Pkw-Verkehr 2050

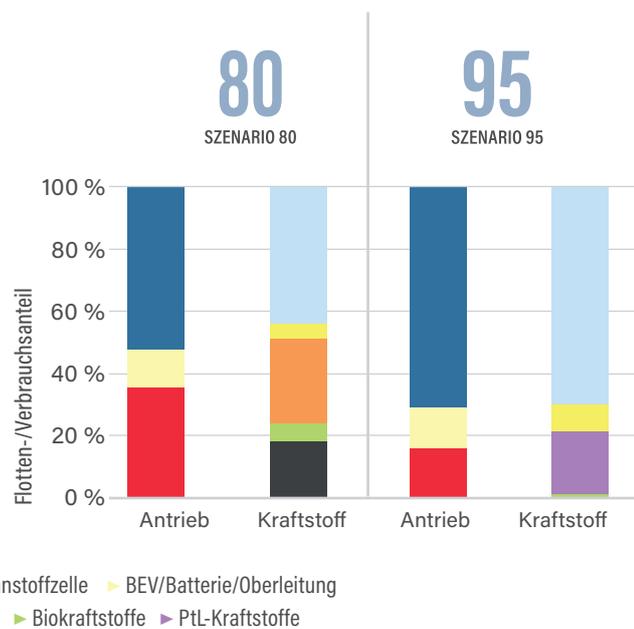


Abbildung 19: Kraftstoffmix und Antriebsart für den Güterverkehr 2050

Exkurs

### Sensitivität: Effekt der Fahrzeugkosten auf die Pkw-Flotte

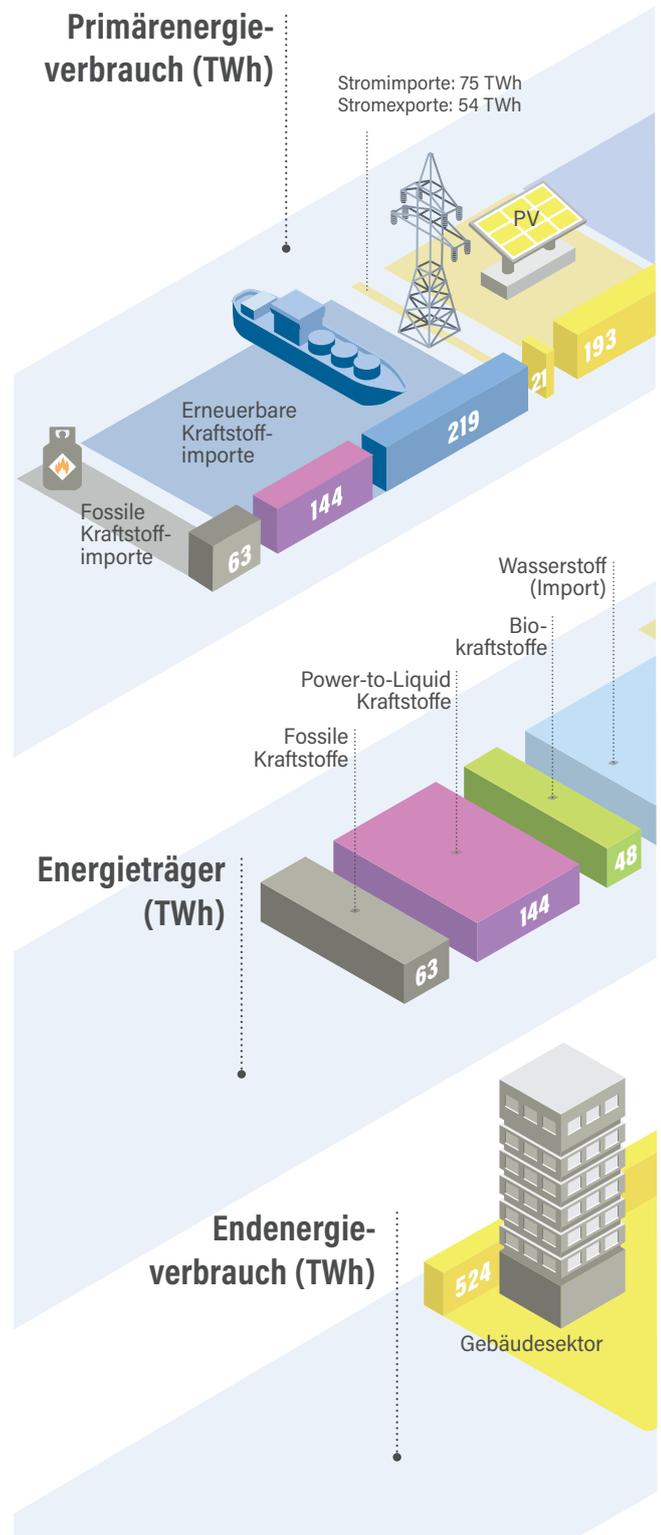
Für die Berechnung einer kostenoptimalen Treibhausgasreduktionsstrategie ist die Annahme von Herstellkosten sowie Lernraten notwendig. Ein Literaturvergleich unterschiedlicher Studien von Kostendaten für die jeweiligen Verkehrsträger (z.B. Pkw, Busse etc.) zeigt ein uneinheitliches Bild. Dies gilt nicht nur für die absolute Höhe der Herstellkosten sondern auch für den Kostenvergleich zwischen den jeweiligen Verkehrsträgern. Fast immer ist unklar, von welchen Annahmen bei der Abschätzung ausgegangen wird bzw. welche »Storyline« für eine Referenztechnik (z. B. zukünftige Anforderungen für Verbrennungsmotoren bezüglich der Rückhaltung klassischer Emissionen wie Stickoxide oder Feinstaub oder Lärminderung) zugrunde liegt. Vor diesem Hintergrund wurde auf die Generierung eigener Herstellkosten verzichtet. Vielmehr wurden Sensitivitätsanalysen auf der Basis von Kostenangaben verschiedener externer Studien durchgeführt.

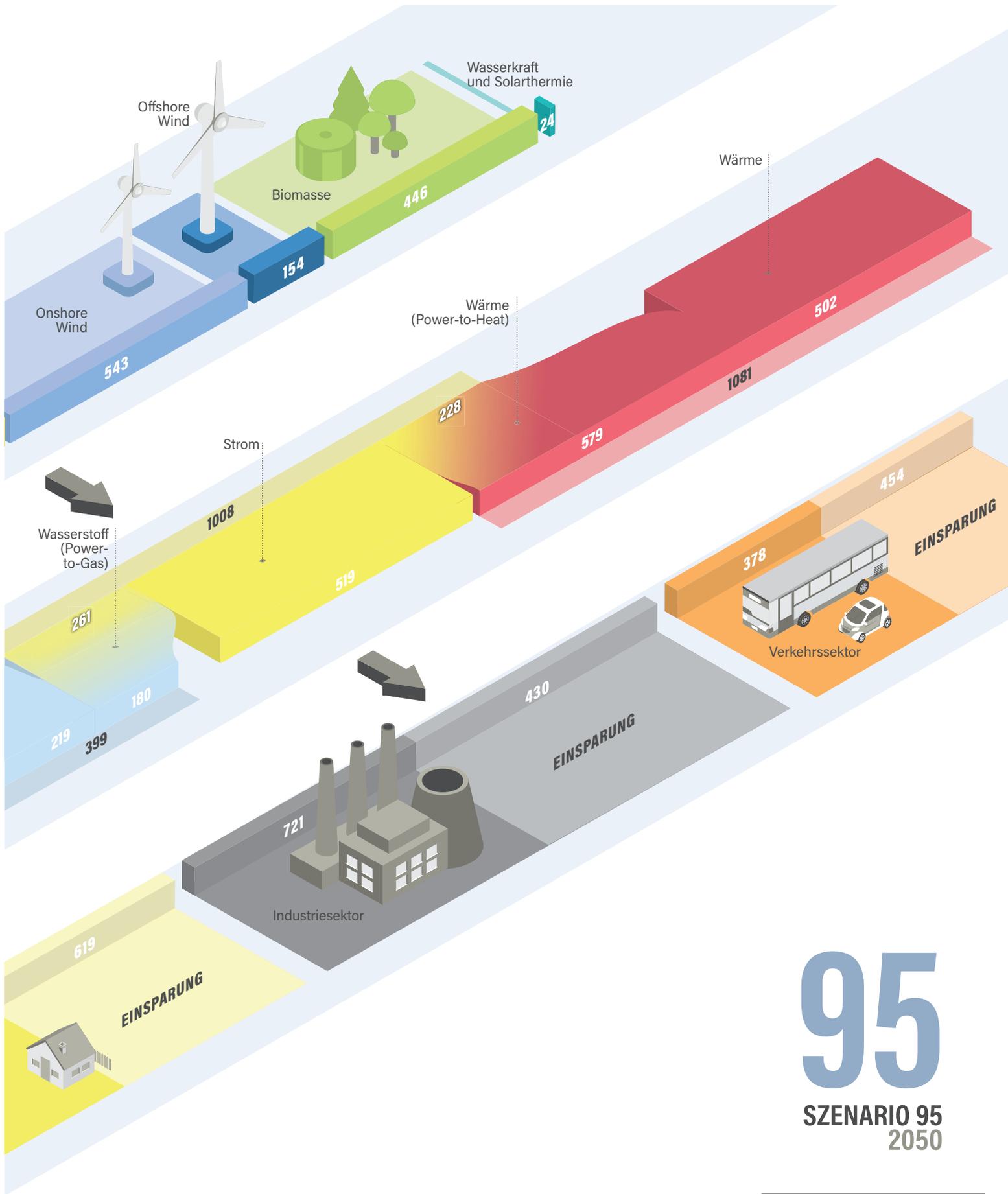
Unsere Analysen zeigen, dass schon eine relativ geringe Variation der Herstellkosten zu einer signifikanten Änderung der Wahl bzw. Zusammensetzung der Antriebstechniken führt. So schwankt z. B. je nach Annahme der Herstellkosten der Anteil von Batteriefahrzeugen an der Pkw-Flotte zwischen 20 und 53 %. In der vorliegenden Studie wird für das Jahr 2050 von gleichen Pkw-Herstellkosten der verschiedenen Antriebstechniken (z. B. Verbrennungsmotor, Brennstoffzelle, Batteriefahrzeuge) ausgegangen.

Ziel der Studie ist die Generierung kostenoptimaler Transformationspfade für das Erreichen der nationalen Treibhausgasreduktionsziele. Die analysierten Szenarien sind als normative Szenarien zu verstehen, indem die Treibhausgasreduktionsziele von 80 % bzw. 95 % vorgegeben werden. Für die Analyse wurde ein neues Optimierungsmodell entwickelt, das die Energieversorgung Deutschlands in ihren unterschiedlichsten Ausprägungen auf der Basis von Sektoren und Techniken abbildet und den hohen Anforderungen an Komplexität und Wechselwirkungen gerecht wird. Mit Hilfe dieses Modells wurden kostenoptimale Transformationspfade ermittelt. Mit Ausnahme der Treibhausgasreduktionsziele für die verschiedenen Jahre wurden keine sonstigen Zielsetzungen der Bundesregierung vorgegeben.

### Die entwickelten Transformationsstrategien sind vollkommen unvoreingenommen und technologieoffen.

In beiden Szenarien sind ähnliche Trends festzustellen: So ist eine zunehmende Elektrifizierung in allen Verbrauchssektoren festzustellen, die jedoch in ihrer Ausprägung unterschiedlich ist. Hierfür ist ein massiver Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung erforderlich. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass eine Fokussierung auf den Stromsektor (Stromwende) zu kurz greift. In beiden Szenarien spielt die Energieeinsparung auf der Basis von Effizienzmaßnahmen eine wichtige Rolle (Effizienzwende). Die Analysen zeigen, dass große effizienzbedingte Einsparpotenziale bereits im **SZENARIO 80** wirtschaftlich darstellbar sind. Die Umstellung der Erzeugung von Raumwärme und Prozesswärme auf CO<sub>2</sub>-freie Energieträger stellt in beiden Szenarien eine große Herausforderung dar (Wärmewende). Neben dem Einsatz von strombasierten Erzeugungsmöglichkeiten (z. B. Wärmepumpen) kommt dem Einsatz von Bioenergie eine besondere Rolle zu (Abbildung 20).





# 95

SZENARIO 95  
2050

Abbildung 20: Energiebilanz im Jahr 2050



## 6 Zusammenfassung

Auf Basis der vorgestellten Szenarienanalysen lassen sich folgende Schlussfolgerungen ableiten:

### **Transformationsstrategien für eine 80 %- bzw. 95 %-Reduktion sind nicht kompatibel**

Die Szenarioanalysen verdeutlichen, dass sich die Transformationspfade je nach Stringenz des Treibhausgasreduzierungsziels (80 bzw. 95 % bis zum Jahr 2050) erheblich voneinander unterscheiden. Die zu ergreifenden Maßnahmen unterscheiden sich sowohl hinsichtlich der Auswahl als auch durch ihre Ausprägung. Dies bedeutet, dass einige Maßnahmen, die für ein **SZENARIO 80** zielführend sind, in einem **SZENARIO 95** unter Umständen keine Rolle spielen bzw. sogar kontraproduktiv sind. Maßgebend für die Zielsetzung ist das Pariser Klimaschutzabkommen, in dem sich viele Staaten (darunter auch Deutschland) verpflichtet haben, den erwarteten anthropogen verursachten Temperaturanstieg um deutlich unter 2° C zu begrenzen. Vor diesem Hintergrund besitzt das Ziel von 95 % (klimaneutrales Deutschland) größte Relevanz. Um mögliche Lock-in Effekte<sup>[27]</sup> optimal nutzen zu können, sollten sich daher die zu ergreifenden Maßnahmen bzw. der Handlungsbedarf entlang eines Transformationspfades orientieren, der auf eine Treibhausgasreduzierung von 95 % abzielt. Maßnahmen, von denen in beiden Szenarien eine signifikante Wirkung ausgeht, sollten prioritär realisiert werden.

### **Substitution von fossilen Energieträgern führt zu einer zunehmenden Elektrifizierung**

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass in allen Sektoren die notwendige Substitution fossiler Energieträger -trotz vielfältiger Effizienzmaßnahmen- zu einer Erhöhung des Stromverbrauchs gegenüber heute führen wird. Hinzu kommt, dass PtX-Optionen eine zentrale Rolle spielen, was zusätzlich einen höheren Strombedarf (insbesondere durch Elektrolyse) nach sich zieht. Verglichen mit dem heutigen Stromverbrauch ist der gesamte Strombedarf des **SZENARIO 95** im Jahr 2050 fast doppelt so hoch.

<sup>[27]</sup> Aufgrund der sehr unterschiedlichen Lebensdauern unterscheiden sich die Investitionszyklen der einzelnen Techniken und Maßnahmen.

So weisen kapitalintensive Maßnahmen (z. B. Gebäudedämmung von Häusern, große Industrieanlagen) sehr große Investitionszyklen auf, während andere Techniken (z. B. Beleuchtung) eine relativ geringe Lebensdauer besitzen. Insbesondere bei Techniken mit großen Investitionszyklen ist es daher entscheidend, dass zum Zeitpunkt des Austausches (»Lock in«) die bestmögliche Technik gewählt wird, da diese in aller Regel über einen längeren Zeitraum nicht mehr ausgetauscht werden kann.

## Der Ausbau erneuerbarer Energien entscheidet über das Gelingen der Energiewende

Grundlegende Voraussetzung für die Klimawirksamkeit einer Minderungsstrategie ist ein weitestgehend klimaneutraler Stromerzeugungsmix. Hierfür ist ein forcierter Ausbau erneuerbarer Energieträger notwendig. Die erforderliche erneuerbare Stromerzeugungskapazität liegt im Jahr 2050 im **SZENARIO 95** bei über 470 GW. Gegenüber heute liegt sie damit um einen Faktor von fast 4 höher. Die Stromerzeugung aus Wind sowie Photovoltaik sind hierbei die entscheidenden Stellschrauben. Für die Umsetzung dieser Potenziale ist ein jährlicher Neubau von gut 6,6 GW (Wind) bzw. 3,9 GW (Photovoltaik) notwendig. Sie liegen damit deutlich über den heutigen Ausbauraten. Mit einem Anteil von 69 % an der gesamten Stromerzeugung ist die Windstromerzeugung das Rückgrat der zukünftigen Stromversorgung. Die Realisierung des Windkraftausbaus ist der Schlüssel zum Gelingen der Energiewende.

## Energieeffizienzmaßnahmen müssen massiv forciert werden

Neben dem forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien müssen davon unabhängig die Energieeffizienzmaßnahmen in allen Sektoren forciert umgesetzt werden. Dies bedeutet, dass in den nächsten beiden Dekaden ein besonderer Fokus auf die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen in allen Sektoren gelegt werden sollte. Erst danach sollte die Elektrifizierung in den Sektoren vorangetrieben werden, die dann von einem CO<sub>2</sub>-armen Stromerzeugungsmix profitieren können. Es ist anzumerken, dass in einigen Bereichen aufgrund von langen Investitionszyklen (z. B. Industrieanlagen) eine Umstellung schon früher erforderlich ist, um mögliche Lock-in-Effekte zu nutzen. Die Analysen zeigen, dass bereits im **SZENARIO 80** aber auch im **SZENARIO 95** Effizienzmaßnahmen eine große Rolle spielen. Insbesondere im Gebäudesektor ist die Steigerung der Energieeffizienz ein wichtiges und robustes Handlungsfeld.

## Bioenergie<sup>[28]</sup> ist ein wichtiger Baustein der Energiewende

Gut 25 % des Primärenergieaufkommens im **SZENARIO 95** im Jahr 2050 werden durch den Einsatz von Biomasse und Biogas gedeckt. Einsatzfelder sind die Wärme- und Stromerzeugung sowie die Kraftstoffherstellung (Bioethanol). Hauptabnehmer sind der Gebäude- sowie Industriesektor. Über 50 % der Bioenergie werden für die Erzeugung von Raumwärme sowie Prozesswärme eingesetzt. Sie ist damit ein wichtiger Baustein für die Substitution fossiler Energieträger. Der Anteil zur Herstellung von Kraftstoffen ist im Vergleich hierzu eher gering. Voraussetzung ist u. a. eine Ausweitung der Ackerlandflächen für den Biomasseanbau. Für die Erschließung des Bioenergiepotenzials ist gegenüber heute eine Verdoppelung der heute für Bioenergie genutzten Ackerlandfläche notwendig. Diese Ausweitung der Ackerflächen zur energetischen Nutzung stellt dabei explizit keine Nutzungskonkurrenz zur Nahrungsmittelbereitstellung dar.

<sup>[28]</sup> Biomasse, Biogas



## 6 Zusammenfassung

### PtX ist die Voraussetzung für eine umfassende Sektorkopplung

Ein wichtiges Element für die Umsetzung der Transformationsstrategie sind PtX Maßnahmen. Im **SZENARIO 95** spielt der Einsatz von Wasserstoff eine entscheidende Rolle. Anwendungen finden sich im Verkehrssektor und der Industrie (insb. Stahl). Insgesamt beläuft sich die Wasserstoffnachfrage im Jahr 2050 auf knapp 12 Mio. Tonnen. Etwas mehr als 50 % des erforderlichen Bedarfs wird über Importe gedeckt, der andere Teil stammt aus heimischer Elektrolyseproduktion. Das Ergebnis verdeutlicht, dass eine ausschließlich aus nationaler Perspektive betrachtete Energiewende zu kurz greift. Vielmehr sind das europäische und globale Umfeld bzw. die entsprechenden Märkte in die Analysen miteinzubeziehen.

### Langzeitspeicherkapazität durch Nutzung vorhandener Salzkavernenpotenziale

Die Realisierung einer klimaneutralen Energieversorgung erfordert signifikante Speicherkapazitäten. Der Langzeitspeicherbedarf wird hauptsächlich über die Ein- und Ausspeisung von Wasserstoff und Biomethan gedeckt. Für die Speicherung von Wasserstoff sind entsprechende Kavernenspeicher zu erschließen, deren Kapazität im **SZENARIO 95** etwa 67 TWh beträgt. Ein erhebliches Potenzial lässt sich durch die Umwidmung bestehender Erdgaskavernenspeicher kosteneffizient erschließen.

### Technikoptionen im Verkehrssektor offenhalten

Die Szenariorechnungen basieren auf Ergebnissen eines kostenminimierenden Modells. Unsere Datenrecherchen zeigen, dass die verfügbaren Kostenschätzungen für einzelne Antriebstechniken stark divergieren. Vor diesem Hintergrund sind unsere Ergebnisse mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Ein Gleichsetzen der Herstellkosten führt unter Berücksichtigung der jeweiligen Infrastrukturkosten zu einer Mischstrategie für den Pkw-Verkehr. Fahrzeuge mit Brennstoffzellen- und batterieelektrischem Antrieb machen im Jahr 2050 einen Anteil von über 70 % an der gesamten Fahrzeugflotte aus mit jeweils fast gleichen Anteilen. Aufgrund der hohen Sensitivität lässt sich hieraus jedoch kein robuster Trend für den Pkw-Verkehr ableiten. Auch Kleintransporter werden fast ausschließlich zu nahezu gleichen Teilen mit Brennstoffzellen und batterieelektrischem Antrieb ausgestattet. Im Güterschwerlastverkehr ist die Brennstoffzelle die erste Wahl unter allen Antriebstechniken; daneben werden hier auch PtL-Kraftstoffe eingesetzt. Dieselszüge im Schienenverkehr werden durch Brennstoffzellenantriebe abgelöst.

**Gebäude:****Aufstieg der Wärmepumpe zur wichtigsten Heizungstechnik**

Die Analysen zeigen, dass bis zum Jahr 2050 ein klimaneutraler Gebäudebestand erreicht werden muss. Die Transformationsstrategie für den Gebäudesektor lässt sich in zwei Phasen einteilen. In der ersten Phase (bis zum Jahr 2035) sind die Maßnahmen zur Energieeinsparung massiv zu forcieren, was eine energetische Sanierungsrate von über 2 % bedeutet. In der zweiten Phase ist die energetische Sanierungsrate moderater. Die notwendigen Wärmedämmmaßnahmen werden durch den verstärkten Einsatz von Wärmepumpen und Biomasseheizsystemen flankiert. Dies erfordert jedoch, dass der Ausbau der allgemeinen Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien deutlich forciert wird.

**Industrie:****Elektrifizierung der Prozesswärmeerzeugung und H<sub>2</sub>-Direktreduktion zur Roheisengewinnung**

Die ansteigende Bruttowertschöpfung führt zu einem höheren Prozesswärmebedarf, der jedoch durch den Einsatz von energieeffizienteren Umwandlungstechniken kompensiert werden kann. Darüber hinaus wird ein Großteil fossiler Energieträger durch Biomasse und Strom substituiert. Die Roheisengewinnung basiert im Wesentlichen auf dem Verfahren der H<sub>2</sub>-Direktreduktion wodurch prozessbedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen vermieden werden können.

**95 % Treibhausgasemissionsreduktion ist machbar, allerdings zu höheren Kosten**

Die Umsetzung der CO<sub>2</sub>-Reduktionsmaßnahmen bedeutet eine Einsparung fossiler Energieträger und führt zu einer Reduktion der Energiekosten. Dem sind die Investitionen für den Bau erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen, Effizienzmaßnahmen etc. sowie erforderliche Infrastrukturen gegenüberzustellen. Saldiert man diese beiden Kostenkategorien und vergleicht diese mit heute, betragen die jährlichen Mehrkosten für das SZENARIO 80 ca. 49 Mrd. € im Jahr 2050. Für das SZENARIO 95 liegen die vergleichbaren Umbaukosten bei ca. 128 Mrd. €/a. Bezogen auf das für 2050 angenommene Bruttoinlandsprodukt betragen die Anteile 1,1 % (SZENARIO 80) bzw. 2,8 % (SZENARIO 95). Die erforderlichen Mehrkosten relativieren sich, wenn diese an den aktuellen Energieimportkosten gespiegelt werden: So betragen die Kosten für Energieimporte nach Deutschland im Jahr 2018 im Saldo ca. 63 Mrd. €. Bezogen auf das aktuelle Bruttoinlandsprodukt beträgt der Anteil der Energieimportkosten knapp 1,9 %. Dies verdeutlicht, dass die notwendigen Mehrkosten in der Größenordnung heutiger energierelevanter Kostenkategorien liegen.

Addiert man die jährlichen Zusatzkosten bis zum Jahr 2050, betragen die kumulierten Mehrkosten ca. 655 Mrd. € (SZENARIO 80) bzw. ca. 1850 Mrd. € (SZENARIO 95). Es ist darauf hinzuweisen, dass es sich um die Kosten handelt, die für den Umbau der Energieversorgung notwendig sind. Nicht berücksichtigt, sind volkswirtschaftliche Effekte, wie beispielsweise die zu erwartende Wertschöpfung oder mögliche Beschäftigung.

---

## ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie	HyInfraGIS	Hydrogen Infrastructure GIS Model
BEV	Battery Electric Vehicle	IEK	Institut für Energie- und Klimaforschung
CC	Carbon Capture	IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
CNG	Compressed Natural Gas	KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
EE	Erneuerbare Energien	LNG	Liquefied Natural Gas
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	NESTOR	National Energy System Model with Integrated Sector Coupling
EU	Europäische Union	PtF	Power-to-Fuel
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle (Brennstoffzellenfahrzeug)	PtL	Power-to-Liquid
FINE	Framework for Integrated Energy System Assessment	PtX	Power-to-X
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	PV	Photovoltaik
GLAES	Geospatial Land Eligibility for Energy Systems Model	RES	Renewables
		SNG	Synthetic Natural Gas
		SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
		THG	Treibhausgas

---

## IMPRESSUM

Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050

### Die Studie wurde erstellt von

Institut für Energie- und Klimaforschung: Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3)  
Forschungszentrum Jülich GmbH  
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. Martin Robinius +49(0)2461 61 3077 m.robinius@fz-juelich.de	Dr. Peter Markewitz +49(0)2461 61 6119 p.markewitz@fz-juelich.de
---	---	--

### Bitte zitieren als:

Robinius, M., Markewitz, P., Lopion, P. et al. (2019): Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050. (Kurzfassung)  
Forschungszentrum Jülich GmbH



Auf dieser Seite finden Sie unsere Studie zum Download sowie weitere Informationen.

---

**Forschungszentrum Jülich GmbH**  
Wilhelm-Johnen-Straße | 52428 Jülich  
Fon +49 (0)2461 61-0 | Fax +49 (0)2461 61-8100  
info@fz-juelich.de | www.fz-juelich.de