

# WEGE ZU EINEM KLIMANEUTRALEN ENERGIESYSTEM

# Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen





# WEGE ZU EINEM KLIMANEUTRALEN ENERGIESYSTEM

Die deutsche Energiewende im Kontext  
gesellschaftlicher Verhaltensweisen

**Philip Sterchele, Julian Brandes, Judith Heilig,  
Daniel Wrede, Christoph Kost, Thomas Schlegl,  
Andreas Bett, Hans-Martin Henning**

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg



## Vorwort

Die Studie »Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen« wurde am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE in Eigenforschung erstellt und durch Arbeiten im BMBF-geförderten Projekt Kopernikus-ENavi unterstützt. Die wesentliche Motivation war es zu untersuchen, welche Einflüsse spezifische gesellschaftliche Verhaltensweisen und Einstellungen auf den Fortgang der Energiewende haben und wie sich dies mit Blick auf notwendige Investitionen und Kosten für den Umbau des Energiesystems auswirkt.

Wir danken allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, die an der Erstellung dieser Studie mitgewirkt haben. Diese Gruppe ist weit größer als die genannten Autorinnen und Autoren. Insbesondere die große Expertise innerhalb des Instituts zur Frage der zukünftigen Kosten- und Performanceentwicklung wesentlicher Technologien war äußerst wichtig und hilfreich, um die durchgeführten Modellrechnungen auf eine solide Basis zu stellen.

Wir hoffen, dass wir mit dieser Analyse und den dargestellten Ergebnissen einen wertvollen Beitrag zu einer sachlichen Diskussion liefern zur Frage der Machbarkeit eines klimaneutralen Energiesystems, das im Wesentlichen auf den zwei Hauptsäulen, dem Einsatz erneuerbarer Energien und einer höheren Effizienz bei der Wandlung und Nutzung von Energie, basiert.

Freiburg, 13. Februar 2020



Hans-Martin Henning



Andreas Bett

## Zusammenfassung

In der vorliegenden Studie werden mögliche Entwicklungen des deutschen Energiesystems von heute bis zur Mitte des Jahrhunderts untersucht, die zu einer Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen um mindestens 95 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Vergleichswert aus dem Jahr 1990 führen. Ergänzende Untersuchungen befassen sich mit zwei Szenarien zur vollständigen Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Neben Fragen der technischen Machbarkeit und der Kosten spielt gesellschaftliches Verhalten eine maßgebliche Rolle dafür, ob und in welcher Form eine Umsetzung der Energiewende gelingt. Um diesem Aspekt Rechnung zu tragen, werden in der Studie vier Hauptszenarien untersucht, bei denen jeweils bestimmte Verhaltensweisen und Einstellungen eine dominante Rolle spielen und somit den Rahmen für die weitere Entwicklung der Energiewende vorgeben.

Das Szenario *Beharrung* ist insbesondere durch starke Widerstände gegen den Einsatz neuer Techniken im privaten Bereich gekennzeichnet. Mangelnde Akzeptanz in der Bevölkerung für den weiteren Ausbau großer Infrastrukturen charakterisiert das Szenario *Inakzeptanz*. Das Szenario *Suffizienz* beschreibt dagegen eine Entwicklung, in der Verhaltensänderungen in weiten Teilen der Gesellschaft wirksam werden, die eine merkliche Minderung des Energieverbrauchs mit sich bringen. Diesen drei Szenarien wird eine Entwicklung gegenübergestellt, bei der keine wesentlichen weiteren, die Zielerreichung fördernden oder erschwerenden Randbedingungen vorgegeben werden (Szenario *Referenz*).

Für die Modellrechnungen zur Simulation und Optimierung der Szenarien wird das Energiesystemmodell REMod verwendet, das vor knapp zehn Jahren am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE erstellt und seitdem intensiv weiter entwickelt wurde.

Die wichtigsten Ergebnisse und daraus abgeleitete Erkenntnisse sind die Folgenden:

### 1.

**Das Erreichen der Klimaschutzziele im Bereich der Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energien ist aus technischer und systemischer Sicht machbar.**

Die stundenscharfe Betrachtung für die nächsten dreißig Jahre in den Modellrechnungen zeigt, dass trotz eines hohen Anteils fluktuierender erneuerbarer Energien für die Stromerzeugung in jeder Stunde eine sichere Versorgung aller Verbrauchssektoren gewährleistet ist. Die verschiedenen Szenarien belegen zugleich, dass die Unterschiede im Aufwand und den Kosten zur Erreichung der Ziele stark von den Rahmenbedingungen abhängen.

### 2.

**Strom aus erneuerbaren Quellen wird zur wichtigsten Primärenergie. Die erneuerbaren Energien Wind und Sonne liefern hierzu den größten Beitrag.**

Die installierte Kapazität für Windenergieanlagen und Photovoltaik in Summe beträgt in den untersuchten Szenarien im Jahr 2050 zwischen knapp 500 GW<sub>el</sub> und mehr als 750 GW<sub>el</sub> und damit etwas weniger als das Fünffache bis zum Siebenfachen des heutigen Wertes. Anlagen dieser beiden Technologien decken im Jahr 2050 in allen betrachteten Entwicklungen zwischen 50 % und 60 % des Primärenergieaufkommens.

### 3.

**Aufgrund geringerer Verluste in den Wandlungsketten – ein wesentliches Resultat der Sektorenkopplung – sinkt das Primärenergieaufkommen erheblich.**

In den untersuchten Szenarien liegt das Primärenergieaufkommen für den Energiebereich – trotz der in den meisten Szenarien angenommenen Steigerungen in der Nutzenergie –



zwischen 1750 TWh (Szenario *Suffizienz*) und 2500 TWh (Szenario *Beharrung*) und damit deutlich niedriger als heute (knapp 3400 TWh). Dies ist vor allem durch eine mehr oder weniger ausgeprägte Verdrängung von Verbrennungs-basierten Techniken (Heizkessel, thermische Kraftwerke, Verbrennungsmotoren) durch strombasierte Techniken und eine damit einhergehende Verbesserung der Wandlungseffizienz in allen Sektoren bedingt. Diese Sektorenkopplung, also die stärkere direkte oder – in Form aus erneuerbarem Strom hergestellter synthetischer Energieträger – indirekte Nutzung von Strom in allen Verbrauchssektoren ist demnach ein Kernelement der Transformation des Energiesystems.

Aus der Verknüpfung der zuvor genannten Punkte (2 und 3) lässt sich ableiten, dass die sukzessive Reduktion der Nutzung fossiler Energieträger in den Anwendungsbereichen Wärme (Gebäude, Prozesse) und Verkehr in Verbindung mit einer stärkeren Nutzung von Strom sowie eine beschleunigte Reduktion der spezifischen Emissionen bei der Stromerzeugung Kernbausteine sind, um die angestrebten Reduktionsziele von CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Energieversorgung möglichst kostengünstig zu erreichen.

#### 4.

##### **Eine starke Flexibilisierung der Strombereitstellung und -nutzung wird zu einem Schlüsselement der Systementwicklung.**

Der hohe Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen für die Stromerzeugung erfordert einen Paradigmenwechsel im Versorgungsmodell. Dabei wird die in der Vergangenheit vorherrschende bedarfsgerechte Energiebereitstellung durch Großkraftwerke zunehmend ersetzt durch ein System, in dem fortwährend ein Ausgleich zwischen nur bedingt regelbarer und prognostizierbarer Bereitstellung aus erneuerbaren Energien und möglichst flexibler Nutzung erfolgt. Hieraus entsteht ein komplexes Zusammenspiel zwischen Energiebereitstellung und zeitlich angepasster Energienutzung (Lastverschiebung, Demand Response) einschließlich der stärkeren Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr, dem temporären Einsatz flexibler Erzeugungsanlagen wie Elektrolyseure zur Herstellung von Wasserstoff und von Speichern verschiedener Bauformen.

Auch multi-modale, aus verschiedenen Erzeugern gespeiste Wärmenetze in Verbindung mit großen Wärmespeichern erweisen sich als wirkungsvolle Maßnahme zur Flexibilisierung und zum Lastmanagement vor allem in verdichteten städtischen Räumen.

Ein weiteres wichtiges Element der Flexibilisierung sind stationäre Batteriespeicher, für die eine installierte Kapazität im Jahr 2050 für die untersuchten Szenarien zwischen 50 GWh<sub>el</sub> und 400 GWh<sub>el</sub> resultiert.

Und nicht zuletzt wird auch langfristig eine Kapazität regelbarer Stromerzeuger benötigt, insbesondere hochflexibler Gasturbinen, deren installierte Leistung zwischen 100 GW<sub>el</sub> und über 150 GW<sub>el</sub> liegt.

#### 5.

##### **Die Elektrolyse verbunden mit der Nutzung von Wasserstoff in verschiedenen Anwendungsbereichen ist ein wichtiger Baustein der zukünftigen Energieversorgung.**

Eine wichtige Option zur Nutzung erneuerbaren Stroms sind Elektrolyseure, die zur Herstellung von strombasierten Energieträgern wie Wasserstoff, Methan oder flüssigen Kraftstoffen genutzt werden können. Obwohl diese Anlagen an Standorten im Ausland mit einer höheren Verfügbarkeit erneuerbarer Energien höhere Volllaststunden erreichen, erweist sich ihre Integration im Sinne einer kostenoptimalen Systemtransformation auch in Deutschland als sinnvoll. Hierfür sind drei wesentliche Gründe maßgeblich:

Erstens können die gewonnenen Energieträger in Anwendungen eingesetzt werden, in denen eine direkte Stromnutzung schwierig umsetzbar ist. Beispiele sind flüssige Kraftstoffe für den Seeverkehr, den Flugverkehr oder den Schwerlastverkehr sowie Wasserstoff und Kohlenwasserstoffe für die chemische Industrie.

Zweitens können geeignete Elektrolyseure, die sehr schnelle An- und Abfahrvorgänge erlauben, als flexible Lasten genutzt werden und erhöhen damit das Potenzial zur Integration erneuerbaren Stroms in das Energiesystem.

Drittens bieten diese Verfahren die Möglichkeit, strombasierte Energieträger in Zeiten hoher Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien herzustellen und diese über einen Zeitraum von mehreren Tagen oder Monaten nahezu verlustfrei zu speichern. Diese Energieträger können in Zeiten geringer Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in regelbaren Kraftwerken genutzt werden und somit auch langfristig eine gesicherte Stromerzeugung ohne Nutzung fossiler Energieträger gewährleisten.

Die installierte Leistung für Elektrolyseure liegt für die untersuchten Szenarien im Jahr 2050 zwischen rund 50 GW<sub>el</sub> und 120 GW<sub>el</sub>.

#### 6.

**Die effiziente Nutzung von Energie und eine damit einhergehende Verbrauchsreduktion durch technische Maßnahmen tragen insbesondere im Bereich der Wärmebereitstellung wesentlich zur Erreichung von Klimaschutzzielen bei.**

In allen untersuchten Szenarien erweist sich eine Erhöhung der Rate zur energetischen Sanierung von Gebäuden als ein wichtiges Element, um den Raumwärmebedarf abzusenken. Dies geht einher mit einer Umstellung vieler Heizungssysteme auf ein niedrigeres Temperaturniveau, was zugleich dem Einsatz von Wärmepumpen und solarthermischen Anlagen entgegen kommt. Auch im Bereich der Industrie besteht eine Vielzahl an Möglichkeiten der effizienteren Energienutzung, teilweise auch erreicht durch die direkte Nutzung von Strom.

#### 7.

**Verhaltensänderungen in weiten Teilen der Gesellschaft im Sinne eines sparsamen Umgangs mit Energie können eine erhebliche Wirkung auf den Umbau des Energiesystems haben und reduzieren die Kosten substantiell.**

Im Szenario *Suffizienz* wurde eine Entwicklung untersucht, in der Verhaltensänderungen in weiten Teilen der Gesellschaft wirksam werden, die eine merkliche Minderung des Energieverbrauchs mit sich führen. Ein Wertewandel, angetrieben durch ein zunehmendes Bewusstsein für die Gefahren des Klimawandels, könnte z.B. solche Verhaltensänderungen bewirken. Würde dies so eintreten, wäre eine signifikant geringere Menge an technischen Anlagen zur Wandlung, Speicherung, Verteilung und Nutzung erneuerbarer Energien notwendig. Dies wirkt sich auch auf die notwendigen Investitionen und Kosten zur Systemtransformation aus. Mit einem Wert von rund 50 € pro Tonne CO<sub>2</sub> im Mittel der nächsten 30 Jahre liegen die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten bei diesem Szenario signifikant niedriger als in allen anderen betrachteten Modellrechnungen. Zugleich lässt sich vermuten, dass geringere Ausbaumengen an Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien und sonstigen technischen Anlagen im Energiesystem auch zu einer größeren Akzeptanz des Wandels, der mit dem Umbau des Energiesystems einhergeht, führen würden.

#### 8.

**Der Import von Energie in Form von Strom und im Ausland auf Basis erneuerbaren Stroms hergestellter synthetischer chemischer Energieträger ist ein wichtiger Teil zur Erreichung der deutschen Klimaschutzziele.**

Die Menge importierter, auf Basis erneuerbaren Stroms im Ausland hergestellter synthetischer chemischer Energieträger, die im Jahr 2050 genutzt werden, schwankt bei den untersuchten Szenarien zwischen rund 65 TWh (Szenario *Suffizienz*) und mehr als 500 TWh (Szenario *Beharrung*). Diese Werte hängen natürlich stark von der angenommenen Preisentwicklung für derartige Energieträger ab. Wenn also die absoluten Mengen sicher mit einer großen Unsicherheit behaftet sind, wird doch der große Unterschied deutlich, der aus unterschiedlichen gesellschaftlichen Verhaltensweisen und Einstellungen resultiert. Insbesondere ein Festhalten an der Nutzung gewohnter Verbrennungs-basierter Techniken zur Wärmeversorgung und Fortbewegung (Szenario *Beharrung*) resultiert in großen Importmengen derartiger Energieträger.



9.

**Aus Systemsicht besteht die Möglichkeit der stärkeren Nutzung von Photovoltaik, wenn der Windausbau nicht im optimalen Maße gelingt. Dies führt allerdings zu einem größeren Bedarf an Energiespeicherung und zu höheren CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten als bei einer kostenoptimalen Entwicklung.**

Im Szenario *Referenz*, das einer Kostenoptimierung ohne weitere von außen vorgegebene Randbedingungen folgt, liegt der Anteil von Windenergie bei rund 40 % (263 GW<sub>el</sub> in Summe für Anlagen an Land und auf See) und der Anteil von Photovoltaik bei rund 60 % (414 GW<sub>el</sub>) der insgesamt installierten Leistung von Anlagen zur Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien im Jahr 2050. Dies führt dazu, dass rund zwei Drittel des von diesen Anlagen insgesamt gelieferten Stroms von Windenergieanlagen stammt und rund ein Drittel von Photovoltaik. Im Szenario *Inakzeptanz*, charakterisiert durch starken Widerstand gegen den weiteren Ausbau großer Infrastrukturen, liegt die installierte Leistung für Windenergieanlagen (Summe aus Anlagen an Land und auf See) bei 115 GW<sub>el</sub> und die Leistung für Photovoltaik erhöht sich auf 645 GW<sub>el</sub>. Um diesen Solarstrom auch in Zeiten einer Wetterlage mit hoher Sonnenstrahlung in Deutschland nutzbringend in das Energiesystem zu integrieren ist eine Reihe unterschiedlicher Maßnahmen erforderlich. So bewirkt eine Streuung der Ausrichtung von Photovoltaikanlagen von Ost bis West, dass das Einspeiseprofil im Tagesverlauf deutlich breiter und ein extremer Mittagspeak vermieden wird. Zugleich werden mit 400 GWh<sub>el</sub> installierter Kapazität bis 2050 wesentlich mehr stationäre Batteriespeicher installiert als im Vergleichs-Szenario *Referenz* (150 GWh<sub>el</sub>). Des Weiteren resultiert eine mit 300 TWh rund doppelt so hohe Menge importierter chemischer Energieträger und es erhöhen sich im Mittel des gesamten Betrachtungszeitraums die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von rund 150 € pro Tonne (Szenario *Referenz*) auf 162 € pro Tonne.

10.

**Die Energiewende ist mit Mehraufwendungen verbunden gegenüber einer Entwicklung, die sich nicht an der Einhaltung von Klimaschutzzielen orientiert. Ein Großteil davon entfällt auf Investitionen, die für den Systemauf- bzw. -umbau benötigt werden.**

Die Nettomehraufwendungen der zuvor beschriebenen Szenarien im Vergleich mit einem Business-as-usual-Szenario (BAU) liegen zwischen 440 Mrd. € für das Szenario *Suffizienz* und 2330 Mrd. € für das Szenario *Beharrung*. Die Ergebnisse unterstreichen, dass gesellschaftliche Verhaltensweisen und Einstellungen einen maßgeblichen Einfluss darauf haben, mit welchen Aufwendungen der Umbau des Energiesystems hin zu einer klimaneutralen Energieversorgung verbunden ist.

Bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt Deutschlands des Jahres 2019 liegen die jährlichen Mehraufwendungen zwischen 0,4 % (Szenario *Suffizienz*) über rund 1,5 % (Szenarien *Referenz* und *Inakzeptanz*) bis zu rund 2 % (Szenario *Beharrung*). Als eine andere Vergleichsgröße, die einen Eindruck über die Größe der genannten jährlichen Beträge vermittelt, können die Umsätze im Weihnachtsgeschäft herangezogen werden, die für das Jahr 2019 in Deutschland bei knapp 102 Mrd. € lagen, also rund doppelt so hoch wie die mittleren jährlichen Aufwendungen für die Transformation des Energiesystems in den Szenarien *Referenz* und *Inakzeptanz*.

Die Ergebnisse zeigen, dass in nahezu allen Szenarien weit mehr als die Hälfte der Mehraufwendungen für Investitionen anfällt. Diese Investitionen sind für den Umbau des Energiesystems zu leisten. Wenn im Jahr 2050 dieser Umbau (weitgehend) abgeschlossen ist, sinken die Investitionen deutlich, da ab diesem Zeitpunkt nur noch Ersatzinvestitionen getätigt werden müssen.

Bei der Kostenbetrachtung ist außerdem zu berücksichtigen, dass in der hier durchgeführten Analyse weder externe Kosten der betrachteten Entwicklungspfade noch volkswirtschaftliche Gesamtkosten, die Wertschöpfungsanalysen und Beschäftigungseffekte beinhalten, betrachtet wurden. Insbesondere wird somit nicht berücksichtigt, welche Folgekosten mit einem starken Temperaturanstieg der Atmosphäre verbunden wären, welcher aus einer weiten Verfehlung der Klimaschutzziele resultieren würde.



# Inhalt

|  |           |
|--|-----------|
| <b>Vorwort</b>   | <b>3</b>  |
| <b>Zusammenfassung</b>   | <b>4</b>  |
| <b>1 Einleitung</b>  | <b>10</b> |
| <b>2 Methodisches Vorgehen</b>   | <b>12</b> |
| 2.1 Das Regenerative Energien Modell   | 12        |
| 2.2 Festlegung der klimapolitischen Ziele  | 17        |
| 2.3 Konstruktion konsistenter Szenarien  | 18        |
| 2.3.1 Szenario <i>Referenz</i>   | 19        |
| 2.3.2 Szenario <i>Beharrung</i>  | 20        |
| 2.3.3 Szenario <i>Inakzeptanz</i>  | 20        |
| 2.3.4 Szenario <i>Suffizienz</i>   | 20        |
| 2.3.5 Szenario <i>Referenz100</i>  | 21        |
| 2.3.6 Szenario <i>Suffizienz2035</i>   | 21        |
| <b>3 Ergebnisse</b>  | <b>22</b> |
| 3.1 Transformation der Energiebereitstellung                                       | 22        |
| 3.1.1 Primärenergie und Endenergie   | 22        |
| 3.1.2 Entwicklung der Stromnachfrage   | 23        |
| 3.1.3 Strombereitstellung  | 25        |
| 3.1.4 Ausgleich fluktuierender Stromerzeugung                                      | 27        |
| 3.1.5 Fossile und synthetische Energieträger                                       | 32        |
| 3.2 Sektorspezifische Auswertung   | 35        |
| 3.2.1 Industrielle Prozesswärme  | 35        |
| 3.2.2 Verkehr  | 38        |
| 3.2.3 Gebäudewärme   | 41        |
| 3.2.4 CO <sub>2</sub> -Minderung nach Sektoren                                     | 46        |
| 3.3 Vollständige Reduktion energiebedingter CO <sub>2</sub> -Emissionen            | 48        |
| 3.3.1 Vollständige Reduktion energiebedingter CO <sub>2</sub> -Emissionen bis 2050 | 48        |
| 3.3.2 Vollständige Reduktion energiebedingter CO <sub>2</sub> -Emissionen bis 2035 | 50        |
| 3.4 Kostenanalyse  | 52        |
| 3.4.1 Kumulative Gesamtaufwendungen für die Transformation                         | 52        |
| 3.4.2 CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten   | 56        |
| <b>4 Fazit</b>   | <b>58</b> |
| <b>Literaturverzeichnis</b>  | <b>60</b> |

# 1

## Einleitung

Global auftretende Phänomene wie Waldbrände in bislang nicht gekanntem Ausmaß, Unwetter, schmelzende Gletscher und der dramatische Rückgang der Vereisung im Nordpolargebiet geben starke Hinweise auf Änderungen im Weltklima, die mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit dem Klimawandel zuzuschreiben sind. Zugleich melden sich mit den Fridays for Future in vielen Ländern und Regionen der Erde lautstark insbesondere Jugendliche und junge Erwachsene zu Wort, um ein massives Umsteuern der Politik anzumahnen und wirksame Maßnahmen zu treffen für eine signifikante Reduktion der Emission klimawirksamer Spurengase weltweit. Mittlerweile wird deutlich, dass eine Absenkung der Treibhausgasemissionen in Deutschland um 80 % gegenüber 1990 bis zur Mitte des Jahrhunderts nicht ausreichen wird, um einen angemessenen Beitrag Deutschlands zur Erreichung der 2015 in Paris vereinbarten Klimaschutzziele zu erreichen und den globalen Temperaturanstieg auf im Mittel 2°C, besser 1,5°C, gegenüber vorindustriellem Niveau zu begrenzen. Auch die im Jahr 2019 neu gebildete europäische Kommission hat die Klimaschutzziele der Europäischen Union erhöht und im sogenannten »European Green Deal« wird ein klimaneutrales Europa bis zum Jahr 2050 angestrebt [1].

Die Energiewende ist ein hochkomplexes und ambitioniertes Großprojekt, das einen substanziellen Umbau des Energieversorgungssystems bedingt. In der vorliegenden Studie untersuchen wir mögliche Entwicklungen des deutschen Energiesystems von heute bis zur Mitte des Jahrhunderts, die sich an den zuvor genannten ambitionierten Zielen orientieren. Dafür werden in dieser Studie Szenarien untersucht, die zu einer Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen um 95 % und 100 % bis zum Jahr 2050 (in einem Fall auch bis zum Jahr 2035) gegenüber dem Vergleichswert aus dem Jahr 1990 führen. Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen machen heute rund 86 % der gesamten deutschen Treibhausgasemissionen aus, und der Umbau des Energiesystems hin zu einer klimaneutralen Energieversorgung – die Energiewende – ist deshalb der wichtigste Baustein zur Erreichung einer umfassenden Klimaneutralität. Alle Ergebnisse dieser Studie beziehen sich grundsätzlich nur auf energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen, da das zur Berechnung möglicher Transformationspfade verwendete Simulations- und Optimierungsmodell REMod nur den Energiesektor vollumfänglich abbildet.

Es wird immer offensichtlicher, dass neben Fragen der technischen Machbarkeit und der Kosten gesellschaftliches Verhalten eine maßgebliche Rolle dafür spielt, ob und in welcher Form eine Umsetzung der Energiewende gelingt. Dabei gibt es ein breites Spektrum von Einstellungen: einerseits bekennen sich zunehmend Menschen zu einem Konsumverhalten und Lebensgewohnheiten, die einen möglichst sparsamen Umgang mit Energie und möglichst geringe Treibhausgasemissionen ermöglichen sollen. Andererseits entsteht an vielen Stellen Widerstand gegen den weiteren Ausbau von Windenergieanlagen oder Stromnetzen, also wichtigen Infrastrukturen, die für eine erfolgreiche Weiterentwicklung beim Umbau des Energiesystems von Bedeutung sind. Und auch bei privaten Investitionsentscheidungen, die für Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen wesentliche Konsequenzen haben, sind unterschiedliche Strömungen zu beobachten, die Gründe auch jenseits von rein ökonomischen Erwägungen haben. Diese reichen von einem eher beharrlichen Verhalten, das sich gegen den Einsatz neuer Techniken (z.B. für die Wärmeversorgung von Gebäuden und im motorisierten Individualverkehr) sträubt, bis hin zu privaten, gemeinschaftlichen und bürgerschaftlichen Initiativen zu Maßnahmen im Bereich Energieeffizienz oder der Installation von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien.

Um diesem Aspekt Rechnung zu tragen, haben wir die vier Hauptszenarien in dieser Studie an Narrativen ausgerichtet, bei denen jeweils bestimmte Verhaltensweisen und Einstellungen eine dominante Rolle spielen und somit den Kontext für die weitere Entwicklung der Energiewende vorgeben. Das Szenario *Beharrung* ist insbesondere durch starke Widerstände gegen den Einsatz neuer Techniken im privaten Bereich gekennzeichnet, also z.B. durch ein Festhalten an Verbrennungstechniken sowohl für die Wärmeversorgung von Gebäuden

als auch für die private, motorisierte Mobilität. Das Szenario *Inakzeptanz* ist vor allem durch starken Widerstand gegen den weiteren Ausbau großer Infrastrukturen charakterisiert, insbesondere Windenergieanlagen und Stromnetze, aber z.B. auch Oberleitungen auf Autobahnen. Das Szenario *Suffizienz* beschreibt dagegen eine Entwicklung, in der Verhaltensänderungen in weiten Teilen der Gesellschaft wirksam werden, die eine merkliche Minderung des Energieverbrauchs mit sich führen. Ein Wertewandel, angetrieben durch ein zunehmendes Bewusstsein für die Gefahren des Klimawandels, könnte solche Verhaltensänderungen beispielsweise bewirken. Diesen drei Szenarien wird eine Entwicklung gegenübergestellt, bei der keine wesentlichen weiteren, die Zielerreichung fördernden oder erschwerenden Randbedingungen vorgegeben werden (Szenario *Referenz*).

Für die Modellrechnungen zur Simulation und Optimierung der zuvor beschriebenen Szenarien wird das Modell REMod (Regenerative Energien Modell) verwendet, das vor knapp 10 Jahren am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE erstellt und seitdem intensiv weiter entwickelt wurde. Das Modell wurde für die Bearbeitung einer Vielzahl von Studien und Analysen für unterschiedliche Auftraggeber genutzt und u.a. auch im Rahmen des BMBF-geförderten Akademienprojekts ESYS (Energiesysteme der Zukunft) für Modellrechnungen zur Sektorkopplung eingesetzt.<sup>1</sup> Auch seit der Veröffentlichung der Studie »Was kostet die Energiewende« im Jahr 2015 wurden wesentliche Modellerweiterungen, z.B. im Bereich der Industrieprozesse, vorgenommen. Da immer mehr neue Technologien Marktreife erreichen oder diese voraussichtlich in naher Zukunft erreichen werden, wurde auch das Technologieportfolio des Modells erweitert und verfeinert. So wurden die Kosten- und Effizienzkurven aller Technologien an aktuelle Marktanalysen und den neuesten Stand der Forschung angepasst. Für Kraftwerke und einige andere Systemkomponenten wurde ein optimiertes Anfahrverhalten in der Modellierung abgebildet. Neben der detaillierteren Abbildung der Nachfragesektoren wurde der Import CO<sub>2</sub>-neutraler Energieträger aus dem Ausland besser abgebildet. Die zur Auswahl stehenden Wetterdatensätze wurden auf fünf erhöht, was die Ergebnisse robuster im Hinblick auf unterschiedliche Wetterbedingungen mit Extremereignissen macht.

Die Studie gliedert sich in zwei dieser Einleitung folgende Hauptkapitel. Das methodische Vorgehen wird in Kapitel 2 beschrieben. Dies umfasst eine kurze Darstellung des Modells REMod, die Darstellung der vorgegebenen Pfade zur Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050 und schließlich die Beschreibung der zuvor genannten Szenarien und der jeweils zugrunde gelegten Annahmen und Randbedingungen. Eine ausführliche Ergebnisdarstellung enthält Kapitel 3. Einer vergleichenden Darstellung der Transformation der Energiebereitstellung in den untersuchten Szenarien (Kapitel 3.1) folgt in Kapitel 3.2 eine Analyse der Ergebnisse für die verschiedenen Verbrauchssektoren (Industrie, Verkehr, Gebäudewärme). Diese Darstellung bezieht sich auf Szenarien, die allesamt eine Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen um 95% bis 2050 bezogen auf das Jahr 1990 erreichen. Aufbauend auf zwei dieser Szenarien wurden Modellrechnungen durchgeführt, bei denen eine vollständige Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050 bzw. bis 2035 erreicht wird (Kapitel 3.3). Schließlich wird eine Kostenanalyse für alle sechs Szenarien durchgeführt, die mit einer Berechnung von CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten endet (Kapitel 3.4).

Ein ausführlicher Anhang mit Daten zur Performance- und Kostenentwicklung aller in den Modellrechnungen abgebildeten Techniken sowie zu vielen weiteren Daten, die in die Rechnungen eingehen, ist im Internet abrufbar.<sup>2</sup>

---

1 Stellungnahme »Sektorkopplung - Optionen für die nächste Phase der Energiewende« und Analyse »Sektorkopplung - Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems«, veröffentlicht 2017. Download unter <https://energiesysteme-zukunft.de/themen/sektorkopplung>

2 Siehe hierzu: <https://www.ise.fraunhofer.de/klimaneutrales-energiesystem> sowie <https://www.energy-charts.de>

## 2

### Methodisches Vorgehen

Das Ziel von Szenarien ist es mögliche, konsistente Zukunftsentwicklungen basierend auf heute verfügbarem Wissen zu beschreiben, nicht aber zukünftige Entwicklungen zu prognostizieren. Transformationspfade, die als Ergebnis von Modellrechnungen aufgezeigt werden, basieren auf bestem Wissen über heute grundsätzlich verfügbare Technologien und deren Kosten- und Performanceprojektion. Ziel der Modellierung ist es zu analysieren, wie aus einer systemtechnischen Perspektive die Entwicklung von Gesamtsystemen aussehen kann, welche eine gesetzte Obergrenze an Emissionen nicht überschreiten, und welche Kosten damit verbunden sind. Die Optimierung berechnet solche Entwicklungspfade, die zu möglichst geringen Gesamtkosten führen. Die ermittelte Konfiguration des Energiesystems kann dabei je nach gesetzten Randbedingungen mehr oder weniger stark variieren. Um damit verbundenen Unsicherheiten Rechnung zu tragen, werden mehrere in sich konsistente Szenarien definiert und analysiert. Auf diese Weise können Effekte der gesetzten Randbedingungen auf das Energiesystem aufgezeigt, robuste Technologieentwicklungen identifiziert und daraus Handlungsempfehlungen abgeleitet werden. Das Modell erlaubt dagegen keine Aussagen dazu, wie zukünftige Geschäftsmodelle für Marktteilnehmer aussehen werden, wie Preisbildung stattfindet oder wie sich Kosten auf unterschiedliche gesellschaftliche Gruppen verteilen.

Zur Berechnung der Szenarien in dieser Studie wurde das am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesystem ISE entwickelte Regenerative Energien Modell (REMod) verwendet. Die Grundidee des Modells besteht darin, technisch und ökonomisch sinnvolle Transformationspfade des deutschen Energiesystems zu identifizieren, mit denen zugleich klimapolitische Ziele, definiert durch Pfade der Minderung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen, eingehalten werden. Durch eine gleichzeitige Optimierung aller Sektoren des Energiesystems (Strom, Gebäudewärme, industrielle Prozesswärme und Verkehr) wird der gegenseitigen Beeinflussung dieser Sektoren Rechnung getragen. Hierbei werden alle relevanten Energieträger, -wandler, -speicher und alle Verbrauchssektoren im Modell abgebildet. Das Ziel der Berechnungen ist es, für jedes durch vorgegebene Randbedingungen und Parameter definierte Szenario einen kostenoptimierten Transformationspfad des heutigen Systems hin zu einem Energiesystem im Jahr 2050 zu beschreiben. Das CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel (beispielsweise 95 % Reduktion gegenüber 1990) wird durch einen jahresscharf vorgegebenen CO<sub>2</sub>-Pfad festgelegt. Dieser CO<sub>2</sub>-Pfad stellt die Obergrenze der erlaubten CO<sub>2</sub>-Emissionen dar und ist eine fundamentale Randbedingung für die Optimierung. In diesem Kapitel werden die Struktur und Funktionsweise des Modells sowie Eingabedaten und für die Konstruktion von Szenarien relevante Annahmen und Randbedingungen beschrieben.

#### 2.1 Das Regenerative Energien Modell

Eine zentrale Eigenschaft von REMod ist die gleichzeitige Optimierung aller Verbrauchssektoren des Energiesystems mit einer hohen zeitlichen Auflösung [2, 3]. Dafür werden in der Simulation alle Stunden von heute bis zum Jahr 2050 betrachtet. Die berechneten Szenarien stellen technisch mögliche und unter der Randbedingung der Einhaltung eines vorgegebenen CO<sub>2</sub>-Minderungspfads kostenoptimierte Transformationspfade des deutschen Energiesystems bis 2050 dar. Neben Annahmen zur Entwicklung der verschiedenen Sektoren werden abgestimmte Prognosen zu Kostenentwicklungen und Wirkungsgraden sämtlicher berücksichtigter Technologien hinterlegt. Zur Erstellung der Szenarien löst das Modell die Aufgabe, die Entwicklung des Energiesystems auf Basis der zur Verfügung stehenden Technologien so zu optimieren, dass alle vorgegebenen Randbedingungen erfüllt werden und zugleich der resultierende Transformationspfad möglichst geringe Kosten aufweist. Die stundenscharfe Berechnung stellt sicher, dass alle Wandler, Speicher und Verbraucher so dimensioniert werden, dass jeder Verbrauchssektor in jeder Stunde ausreichend mit Energie versorgt wird. Entsprechend werden technische Komponenten unter Berücksichtigung der hinterlegten Lebensdauerwerte im Sinne der zuvor genannten Optimierung ausgebaut oder durch alternative Komponenten ersetzt (z.B. Ölkessel durch Wärmepumpen).

Durch die Berücksichtigung unterschiedlicher historischer Wetterdaten (fünf Jahre mit Stundenwerten aller relevanten Größen) wird eine statistische Bandbreite sichergestellt, die auch Extremjahre abbildet, z.B. Jahre mit längeren Phasen einer geringen Verfügbarkeit erneuerbarer Energien.

Abbildung 1 zeigt eine schematische Übersicht über das Modell. Dargestellt sind die wichtigsten Energiewandlungstechnologien und die Verbrauchssektoren gegliedert nach den wesentlichen Nutzungsformen (klassische) Stromanwendungen (z.B. Beleuchtung, Informations- und Kommunikationstechnik, Kältetechnik, mechanische Energie), Gebäudewärme (Raumwärme, Trinkwarmwasser), Verkehr und industrielle Prozesswärme.



**Abbildung 1:**  
Schematische Darstellung  
des Modells REMod  
(KW: Kraftwerk, KWK:  
Kraft-Wärme-Kopplung) [3].

Die Eingangsdaten für die Berechnung sind in zwei zeitlich unterschiedlich aufgelöste Bereiche aufgeteilt. Als stündliche Profile sind fünf Datensätze, basierend auf realen Wetterdaten der Jahre 2011 bis 2015, hinterlegt. Diese beschreiben unter anderem den zeitlichen Verlauf der Außentemperatur, der solaren Einstrahlung, Einspeiseprofile der wetterabhängigen erneuerbaren Energien, des Prozesswärmebedarfs oder der Fahrprofile im Verkehrssektor.



Die zweite Datenbasis enthält technologische und ökonomische Parameter von Technologien und Energieträgern sowie Randbedingungen in jährlicher Auflösung von 1990 bis 2050. Von 1990 bis 2019 ist der Bestand des deutschen Energiesystems abgebildet. Hier sind zum Beispiel Alter, Effizienz und installierte Leistung oder Anzahl an Kraftwerken und anderen Wandlern, Speichern, Heiztechnologien in Gebäuden sowie Gebäude- und Fahrzeugbestand erfasst. Für den in der Optimierung betrachteten Zeitraum 2020 bis 2050 fließen Annahmen zur Kostenentwicklung und der Entwicklung von Effizienzwerten und Wirkungsgraden sämtlicher zur Verfügung stehender Technologien ebenso ein wie deren technische Lebensdauer. Auch für Importpreise für fossile und aus erneuerbaren Energien im Ausland hergestellte Energieträger werden jahresscharf Werte für deren Kostenentwicklung angenommen.

Basierend auf dieser Datenbank wird die zukünftige **Entwicklung des Anlagenparks** über alle Sektoren hinweg optimiert. Hierzu zählen konventionelle Kraftwerke, fluktuierende erneuerbare Stromerzeuger, Speicher für Strom, Wärme und chemische Energieträger, die Fahrzeugflotte aufgeteilt nach PKW und LKW mit unterschiedlichen Antriebstechniken sowie unterschiedliche Technologien zur Wandlung von Strom in Wasserstoff ( $H_2$ ), Methan ( $CH_4$ ), flüssige Kraftstoffe oder Wärme. In der Optimierung wird davon ausgegangen, dass alle technischen Anlagen nach Ablauf der vorgegebenen Lebensdauer ersetzt werden. Hierbei entscheidet der Optimierungsalgorithmus, ob beispielsweise im Sektor Raumwärme ein Gaskessel wieder durch einen Gaskessel oder z.B. durch eine Wärmepumpe ersetzt wird. So wird der Anlagenpark in einem iterativen Optimierungsprozess unter den Randbedingungen **Versorgungssicherheit** (die Energiebilanz muss zu jeder Stunde erfüllt werden) und **Klimaschutz** (der  $CO_2$ -Pfad muss die vorgegebenen Zielwerte einhalten) simuliert und hinsichtlich **Wirtschaftlichkeit** (möglichst geringe Kosten für den gesamten Optimierungszeitraum von 2020 bis 2050) optimiert.

Die im Modell hinterlegte **Endenergienachfrage** wird nach den vier Sektoren Gebäudewärme (Raumwärme, Warmwasser), klassische Stromanwendungen, Verkehr und industrielle Prozesswärme unterteilt.

Die Berechnung der stündlichen Nachfrage nach **Raumwärme und Warmwasser** im Gebäudesektor wird im Rahmen von REMod nach der DIN EN 13790 [4] mit dem sogenannten vereinfachten Stundenverfahren (Simply-Hourly-Method, SHM) berechnet. Innerhalb dieses Untermodells wird unterschieden in Wohn- und Nicht-Wohngebäude, die in insgesamt 19 charakteristische Typgebäude untergliedert sind. Insgesamt ergeben sich drei mal drei Wohngebäude (drei Baualtersklassen und drei Gebäudetypen) und zehn Nicht-Wohngebäude. Als Eingangsdaten dienen Wetterdaten für die Jahre 2011 bis 2015, Gebäudekubatur, durchschnittliche Wohn- bzw. Nutzflächen pro Gebäudetyp, Anzahl der Gebäude, altersabhängige Wärmedurchgangskoeffizienten und Werte der deutschen Industrienorm DIN EN 13790 zur Energieeffizienz und Berechnung des Energiebedarfs von Gebäuden.

Für die Bereitstellung von Raumwärme werden zwei Klassen von **Heizungssystemen** mit entsprechenden Temperaturniveaus unterschieden (Standardheizungssystem mit Radiatoren, Niedertemperaturheizung wie z.B. Flächenheizung). In Verbindung mit elf Techniken zur Wärmebereitstellung ergeben sich somit 20 verschiedene Wärmeversorgungsoptionen für den Gebäudesektor. Die zur Verfügung stehenden Wärmebereitstellungstechniken umfassen konventionelle Kessel basierend auf Methan, Biomasse oder Öl, motorische Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen), elektrische, brennstoffbasierte und hybride Wärmepumpen (mit Luft oder Erdreich als Wärmequelle) und Brennstoffzellensysteme basierend auf Methan oder Wasserstoff. Alle Technologien können optional mit Warmwasserspeichern und solarthermischen Kollektoren ergänzt werden.

Neben diesen Systemen ist im Modell die Wärmeversorgung auf Basis von Wärmenetzen als Option hinterlegt. Diese **Wärmenetze** können mit geothermischer Wärme oder durch Wärme aus KWK-Anlagen, elektrischen Großwärmepumpen, (Spitzenlast-) Gaskesseln oder

solarthermischen Kollektoren versorgt werden. Außerdem können Großwärmespeicher in Wärmenetzen genutzt werden. Viele der Technologien besitzen die Fähigkeit, flexibel auf die Anforderungen des Gesamtsystems zu reagieren. So können z.B. thermische Speicher entladen werden, anstatt elektrische Großwärmepumpen zu betreiben, wenn im betrachteten Zeitschritt geringes Stromangebot vorhanden ist. Umgekehrt können elektrische Großwärmepumpen betrieben werden, wenn in der betrachteten Stunde eine besonders hohe Einspeisung aus Photovoltaik- oder Windenergieanlagen vorherrscht. Zudem kann in diesem Fall das Temperaturniveau in thermischen Speichern mittels elektrischer Wärmepumpen oder auch einfachen Heizstäben angehoben werden.

**Klassische Stromanwendungen** beschreiben die heute<sup>3</sup> im Netz vorkommende Last exklusive der Stromnachfrage für Wärme und straßengebundenen Verkehr. Diese wird über Lastprofile abgebildet, basierend auf den Daten des europäischen Verbandes der Übertragungsnetzbetreiber (»European Network of Transmission System Operators for Electricity«, kurz ENTSO-E). Hierin ist auch die Stromnachfrage des Schienenverkehrs sowie der Industrie für mechanische Energie enthalten. Im Laufe der zukünftigen Systementwicklung hinzukommende Stromverbräuche wie batterie-elektrische Kraftfahrzeuge oder elektrische Wärmepumpen werden innerhalb der Modellierung zusätzlich zur Basisstromlast betrachtet.

Als **Stromerzeuger** sind konventionelle Kraftwerke mit Braun- und Steinkohle als Brennstoff, Kernkraftwerke (bis zum Ausstieg aus deren Nutzung im Jahr 2022), ölbefeuerte Kraftwerke, Gasturbinen (mit Brennstoff  $\text{CH}_4$  oder  $\text{H}_2$ ), KWK-Anlagen, Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) und Brennstoffzellensysteme basierend auf Wasserstoff oder Methan implementiert. Erneuerbarer Strom kann aus Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen und Laufwasserkraftwerken gewonnen werden. Photovoltaikanlagen werden hierbei in drei unterschiedliche Anlagentypen unterschieden. Neben Freiflächenanlagen mit Südausrichtung sind Dachflächenanlagen mit Süd-, Ost, oder West-Ausrichtung abgebildet. Hierfür wurden sowohl unterschiedliche Kosten (Freiflächen sind günstiger als Dachflächen) als auch unterschiedliche Einspeiseprofile entsprechend der gewählten Ausrichtung berücksichtigt. Zusätzlich stehen je nach Parametrierung unterschiedliche Koppelleistungen für den Import und Export von Strom zur Verfügung.

Die **Energienachfrage des Verkehrs** wird basierend auf den Daten des BMWi zunächst in Traktionsenergie (notwendige Bewegungsenergie für die Fortbewegung der Fahrzeuge) umgerechnet und anschließend mittels stündlich aufgelöster Fahr- bzw. Nachfrageprofile auf jede Stunde des Jahres verteilt. Über die Wirkungsgrade der jeweiligen Antriebstechnologien wird dann innerhalb der Simulation die Endenergienachfrage für die jeweiligen Kraftstoffe bzw. Strom ermittelt. Die Energienachfrage für Luft- und Schifffahrt<sup>4</sup> sowie des brennstoffbasierten Bahnverkehrs werden bilanziell berücksichtigt. Der Verkehrssektor wird im Detail durch PKW und LKW (jeweils nur eine Größenklasse) mit jeweils sieben Antriebskonzepten und dazugehöriger Energienachfrage zur Fortbewegung abgebildet. Neben heute etablierten Verbrennungsmotoren, die als Kraftstoff Benzin, Diesel oder Methan verwenden, sind batterie- und wasserstoffelektrische (Brennstoffzellen-) Antriebskonzepte implementiert. Alle Konzepte können auch als Plug-In-Hybrid-Variante Teil der Lösung sein. Zusätzlich zu den zuvor genannten Antriebskonzepten gibt es im Lastgüterverkehr je nach betrachtetem Szenario die Option, Oberleitungs-LKW zu verwenden. Antriebskonzepte mit Batterie können im System als Flexibilitätsoption, also als Stromspeicher, verwendet werden, der netzdienlich be- und entladen werden kann. Der Grad der Verwendbarkeit dieser Flexibilitätsoption entscheidet sich über einen vordefinierten Anteil an Nutzern, die eine flexible Steuerung der Batterie bis zu einer festgelegten maximalen Entladetiefe zulassen.

---

3 Hiermit wird auf das Jahr 2016 verwiesen, da für dieses Jahr die entsprechenden statistischen Werte vorliegen.

4 Der Energiebedarf der Luftfahrt ist mit der in Deutschland tankenden Luftfahrt erfasst. Der Energiebedarf der Schifffahrt umfasst lediglich den innerdeutschen Binnenverkehr.

Energie zur Bereitstellung von **Prozesswärme** in der Industrie wird in verschiedene Temperaturniveaus unterteilt. Für den Temperaturbereich kleiner 500°C wird ein stündliches Profil angenommen, das demjenigen der Basisstromlast angenähert ist. Für Anwendungen mit einer Temperatur größer als 500 °C wird eine konstante Energienachfrage unterstellt. Die gesamte Energienachfrage über ein Jahr basiert auf den Daten des BMWi [5] und den Szenario-spezifischen Annahmen.

Als **Speicher** stehen dem System elektrische Energiespeicher in Form von stationären und mobilen Batterien in Fahrzeugen oder Pumpspeicherkraftwerken zur Verfügung. Zusätzlich werden Wasserstoffspeicher und thermische Warmwasserspeicher in verschiedenen Größenordnungen berücksichtigt. In Bezug auf Methanspeicher wird die vereinfachende Annahme getroffen, dass die heute bereits existierenden Speicherkapazitäten (inklusive Netz ca. 210 TWh [6]) dem System auch in Zukunft zur Verfügung stehen. Ihre Größe ist demnach kein Ergebnis der Optimierung.

**Wasserstoff** kann im Verkehr, der Industrie (stofflich oder energetisch zur Erzeugung von Prozesswärme) oder in Gebäuden (mittels H<sub>2</sub>-Brennstoffzellen) genutzt werden. Neben der Einspeisung ins Erdgasnetz besteht zudem die Möglichkeit, Wasserstoff als Rückverstromungsoption in Gasturbinen zu nutzen. Ferner kann Wasserstoff in Methanisierungs- oder in Power-to-Liquid-Anlagen in synthetisches Erdgas bzw. flüssige Kraftstoffe zur Verwendung in Kraftwerken, Heizungstechnologien oder im Verkehr gewandelt werden. Wasserstoff kann entweder importiert werden oder inländisch aus Biomasse, durch Dampfreformierung von Methan oder durch Elektrolyse aus erneuerbaren Energien erzeugt werden. Die Kapazitäten der jeweiligen Technologien werden im Rahmen der Optimierung ermittelt.

**Biomasse** kann in unterschiedlichen Nutzungspfaden entweder direkt oder nach Umwandlung in einen anderen Energieträger verwertet werden. So kann z.B. Holz in Kesseln für die Industrie zur Bereitstellung von Prozesswärme oder zur Erzeugung von Niedertemperaturwärme im Gebäudesektor verwendet werden. Zusätzlich sind als Anlagen zur Umwandlung von Biomasse Biogasanlagen, Vergaser-Anlagen mit anschließender Synthetisierung in Wasserstoff, Methan oder flüssige Brennstoffe und Biodieselanlagen implementiert.

Neben der inländischen Erzeugung können aus erneuerbaren Energien hergestellte **synthetische Energieträger** importiert werden. Hierzu zählen Wasserstoff, Methan und flüssige Kraftstoffe. Jahresscharf wird dafür eine maximal zur Verfügung stehende Menge mit einem jeweiligen spezifischen Preis als Annahme vorgegeben. Der spezifische Preis ergibt sich aus den Herstellungskosten und den jeweils notwendigen Kosten für den Transport des Energieträgers. Wieviel dieser zur Verfügung stehenden Menge letztendlich verwendet wird, ist Ergebnis der Optimierung.

Die **mathematische Optimierung** hat zum Ziel, kostenoptimierte Transformationspfade zu identifizieren, bei denen zugleich die vorgegebenen Randbedingungen (Obergrenze der zulässigen CO<sub>2</sub>-Emissionen, weitere Szenario-abhängige Randbedingungen) eingehalten werden. Der dafür verwendete Optimierungsalgorithmus ist das sogenannte **Covariance Matrix Adaptation Evolution Strategy-Verfahren** [7]. Der Begriff der **Kostenoptimierung** bedarf einer Erläuterung. In den Rechnungen werden sämtliche Investitionen für neue Anlagen und den **Ersatz alter Anlagen (Ersatzinvestitionen)** berücksichtigt sowie die **korrespondierenden Kapitalkosten (angenommener Zinssatz 7 %)**. Außerdem werden Betriebs- und Wartungskosten für sämtliche Komponenten berücksichtigt. Schließlich gehen Kosten für Anbaubiomasse sowie importierte Energieträger (Strom, fossile Energieträger und im Ausland aus erneuerbarem Strom hergestellte synthetische Energieträger) ein. Die Kostenrechnung basiert auf einem Annuitätenverfahren, wobei sämtliche Zahlungen in der Zukunft diskontiert werden (**angenommener Diskontierungssatz 2 %**). Für jedes der untersuchten Szenarien wird somit die aus Investitionen und Kosten zusammengesetzte kumulative Aufwendung für Umbau, Ausbau und Betrieb des gesamten Energiesystems für den Zeitraum 2020 bis 2050 ermittelt und in den Optimierungsrechnungen minimiert.

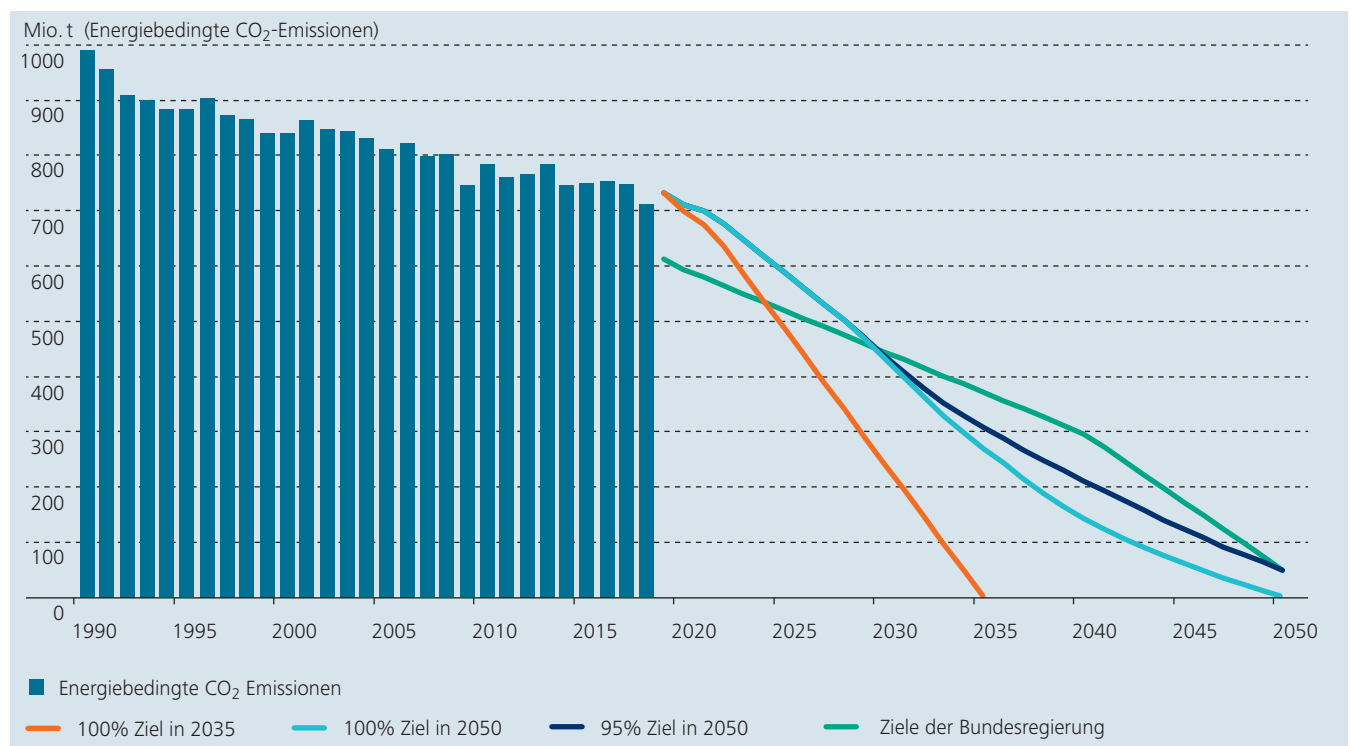
## 2.2

### Festlegung der klimapolitischen Ziele

Die Modellrechnungen in dieser Studie orientieren sich an den CO<sub>2</sub>-Reduktionszielen der Bundesregierung. Da die Modellierung nur den Energiesektor umfasst, werden ausschließlich energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen bilanziert. Außerdem wurde als Mindestziel grundsätzlich eine Reduktion der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen um 95 % bezogen auf das Jahr 1990 angesetzt, da allenfalls eine solche Reduktion mit dem »Green Deal«-Ziel der europäischen Kommission eines klimaneutralen Europa im Jahr 2050 verträglich ist. Zusätzlich wurde in zwei der berechneten Szenarien eine vollständige Vermeidung energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum Jahr 2050 betrachtet.

Im Jahr 2019 lagen die CO<sub>2</sub>-Emissionen um 35 % niedriger als im Jahr 1990<sup>5</sup>. Das angestrebte Ziel, den CO<sub>2</sub>-Ausstoß bis 2020 um 40 % gegenüber 1990 abzusenkern, wird somit voraussichtlich verfehlt werden [8]. Um die dadurch entstandenen Mehremissionen zu berücksichtigen, haben wir in dieser Studie eine Kombination aus CO<sub>2</sub>-Reduktionspfad und Budget angewendet. Dafür wird der Reduktionspfad so angesetzt, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen ab 2020 bis 2030 linear reduziert werden, so dass das CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel von 55 % im Jahr 2030 eingehalten wird. Dadurch werden im Zeitraum von 2020 bis 2030 allerdings mehr Emissionen freigesetzt als dies der Fall wäre, wenn im Jahr 2020 bereits eine Absenkung auf 40 % erreicht worden wäre (siehe Abbildung 2, Fläche zwischen der blauen und der grünen Linie zwischen den Jahren 2020 und 2030). Um diese Mehremissionen zu kompensieren haben, wir das CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel für 2040 sowie den CO<sub>2</sub>-Reduktionspfad von 2030 bis 2050 so angepasst, dass der Pfad steiler verläuft als in den ursprünglichen Plänen der Bundesregierung. Damit ist die Summe der Emissionen von 2020 bis 2050 genauso groß wie in den Plänen der Bundesregierung im Energiekonzept 2010 bei einem 95%-Ziel vorgesehen.

**Abbildung 2: Historischer Verlauf der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen [5], Emissionsminderungsziele der Bundesregierung von 95 % gegenüber 1990 [9] sowie in der Studie betrachtete Emissionsminderungsziele.**



<sup>5</sup> Erreichte Reduzierung der Emissionen in 2019 basiert auf [5]. Finale Werte, die durch das Umweltbundesamt ermittelt werden, liegen für dieses Jahr noch nicht vor.

## 2.3

### Konstruktion konsistenter Szenarien

Die aktuelle klimapolitische Debatte in Deutschland zeigt, dass die Transformation des Energiesystems nicht nur eine Frage der technischen und ökonomischen Machbarkeit, sondern auch des gesellschaftlichen und politischen Willens ist. Um die Auswirkung von Einflussgrößen wie Konsumverhalten, Beharren auf heute genutzten Technologien oder Bereitschaft zu Veränderung, Akzeptanz mit Blick auf infrastrukturelle Veränderungen sowie die Aspekte *Suffizienz* und Verbrauchsreduktion mit in die Analyse einzubeziehen, werden vier Szenarien mit einem CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel von 95 % definiert. Zusätzlich werden zwei weitere Szenarien mit einem CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel von 100 % dargestellt, die sich aus den Hauptszenarien ableiten. Die zentralen Annahmen für diese Szenarien mit den entsprechenden Bezeichnungen, die im weiteren Verlauf der Studie durchgehend genutzt werden, sind in Tabelle 1 dargestellt.

**Tabelle 1: Beschreibung zentraler Randbedingungen in den untersuchten Szenarien.**

|  | Referenz          | Beharrung                           | Inakzeptanz              | Suffizienz | Referenz100       | Suffizienz2035 |
|--|-------------------|-------------------------------------|--------------------------|------------|-------------------|----------------|
| CO <sub>2</sub> -Reduktionsziel                                  | 95 %              | 95 %                                | 95 %                     | 95 %       | 100 %             | 100 %          |
| <b>Obergrenzen für installierte Kapazität in GW<sub>el</sub></b> |                   |                                     |                          |            |                   |                |
| Photovoltaik   | 530 <sup>6</sup>  | 530                                 | 800 <sup>7</sup>         | 530        | 530               | 530            |
| Wind Onshore   | 230               | 230                                 | 80                       | 230        | 230               | 230            |
| Wind Offshore  | 80                | 80                                  | 40                       | 80         | 80                | 80             |
| Stromimport  | 40                | 40                                  | 20                       | 40         | 40                | 40             |
| <b>Verbrauchsentwicklung</b>                                     |                   |                                     |                          |            |                   |                |
| Klassische Stromanwendungen                                      | konstant          | konstant                            | konstant                 | sinkend    | konstant          | sinkend        |
| Verkehrsleistung / Vorgaben                                      | steigend          | steigend<br>teilweise<br>Verbrenner | steigend<br>ohne<br>OLKW | sinkend    | steigend          | sinkend        |
| beheizte Gebäudefläche / Vorgaben                                | steigend          | steigend<br>teilweise<br>Gaskessel  | steigend                 | sinkend    | steigend          | sinkend        |
| Prozesswärme   | leicht<br>sinkend | leicht<br>sinkend                   | leicht<br>sinkend        | sinkend    | leicht<br>sinkend | sinkend        |

Nachfolgend werden die in Tabelle 1 aufgeführten Szenarien näher beschrieben. Für die Szenarien mit Ausnahme von *Referenz* werden nur solche Annahmen erläutert, die vom Szenario *Referenz* abweichen.

6 Die Begrenzung auf 530 GW setzt sich aus 143 GW für Freiflächenanlagen und 387 GW für Dachanlagen zusammen. Diese Werte basieren auf den Studien [10, 11]. Es gibt allerdings unterschiedliche Analysen zu Flächenpotenzialen, aus denen auch andere Potenzialgrenzen abgeleitet werden können.

7 Insbesondere auf Dachflächen besteht nach einer am KIT durchgeführten Bottom-Up-Analyse des deutschen Gebäudebestands (Wohnen, Gewerbe) ein deutlich höheres Potenzial als in nahezu allen anderen Quellen angegeben [12]. Für das Szenario *Inakzeptanz* wurde das verfügbare Potenzial deshalb auf insgesamt 800 GW erhöht, davon 190 GW für Freiflächenanlagen und 610 GW für Dachanlagen.

### 2.3.1 Szenario Referenz

Im Szenario *Referenz* wird die kostenoptimale Transformation des Energiesystems untersucht, ohne ein ausgeprägtes gesellschaftliches Verhalten hinsichtlich Akzeptanz für Veränderungen oder ein geändertes Konsumverhalten zu unterstellen. Die zentralen Annahmen, welche dieses Szenario charakterisieren, sind nachfolgend nach Sektoren aufgelistet:

**Energiebereitstellung:** Das technische Ausbaupotenzial von Photovoltaik-Anlagen liegt in Summe bei 530 GW<sub>el</sub>. Davon entfallen 143 GW<sub>el</sub> auf Freiflächenanlagen und 387 GW<sub>el</sub> auf Dach-Anlagen, welche entweder nach Süden, nach Osten oder nach Westen ausgerichtet sein können. Für Onshore und Offshore Windenergieanlagen wurde das Ausbaupotenzial auf 230 GW<sub>el</sub> festgesetzt [13]. Es erfolgt ein Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2035<sup>8</sup> sowie aus der Atomkraft bis 2022 [14]. Die Kuppelleistung für den Import von Strom steigt von heute knapp 17 GW<sub>el</sub> auf 40 GW<sub>el</sub> in 2050 an [15]. Aus erneuerbarem Strom im Ausland hergestellte synthetische Brenn- und Kraftstoffe (Wasserstoff, Methan sowie flüssige Energieträger) können ab 2030 importiert werden.

**Stromsektor:** Die Stromnachfrage für Beleuchtung, Kühlung, Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) und mechanische Energie ist bis 2050 konstant.

**Verkehr:** Moderate Entwicklung. Die Fahrleistung im motorisierten Individualverkehr steigt bis 2050 um 3,5 % sowie im straßengebundenen Lastgüterverkehr um 27 % [16]. Für den elektrifizierten Lastgüterverkehr wird eine Oberleitungsinfrastruktur aufgebaut. Batterieelektrische Fahrzeuge können 80 % der jährlichen Neuzulassungen nicht überschreiten.<sup>9</sup> 10 % aller Nutzer sind mit der flexiblen Steuerung ihrer Autobatterie (Grid-to-vehicle G2V, Vehicle-to-grid V2G) zum Ausgleich der Stromlast einverstanden [17]. Der Flugverkehr, der bilanziell erfasst wird, bleibt bis 2050 konstant.

**Gebäudewärme:** Moderate Entwicklung. Die beheizten Wohnflächen in Deutschland steigen von heute bis 2050 um insgesamt 8 % an [18]. Wärmepumpen können 85 % der jährlichen Neuinstallationen nicht überschreiten<sup>10</sup>. Die maximale Sanierungsrate steigt über den Betrachtungszeitraum von 1 % auf 3 % an.

**Industrielle Prozesswärme:** Moderate Entwicklung. Aufgrund technologischer Neuerungen und Nutzung von Effizienzpotenzialen (Best Available Technology) nimmt die industrielle Prozesswärmenachfrage kontinuierlich um 0,5 % pro Jahr ab [19].

Ausgehend von diesen Annahmen werden drei weitere Szenarien definiert, in denen jeweils gezielt Einflussfaktoren verändert werden.

---

8 Bis spätestens 2038 sollen in Deutschland keine Kohlekraftwerke am Netz sein. In 2032 soll überprüft werden, ob das Ausstiegsdatum im Einvernehmen mit den Betreibern auf frühestens 2035 vorgezogen werden kann. Bei Anfertigung der Rechnungen für diese Studie war noch kein endgültiger Beschluss vorliegend.

9 Diese Annahme ist eine Setzung. Damit wird unterstellt, dass rein Batterie-elektrische Antriebe nicht den gesamten PKW-Bestand umfassen werden, da es immer Nutzer geben wird, die sich aus verschiedenen Gründen für andere Antriebsformen entscheiden (z.B. Reichweite, Dauer des Ladevorgangs, sonstige).

10 Auch diese Annahme ist eine Setzung. Damit wird unterstellt, dass elektrische Wärmepumpen nicht den gesamten Bestand an Heizungssystemen umfassen werden, da es immer Nutzer geben wird, die sich aus verschiedenen Gründen für andere Heizungstechniken entscheiden (z.B. Temperaturanforderungen in historischen Gebäuden, mangelnde Verfügbarkeit für geeignete Wärmequellen, sonstige).



### 2.3.2

#### **Szenario *Beharrung***

In diesem Szenario wird angenommen, dass die Bereitschaft der Bevölkerung zum Umstieg auf neue Techniken stark begrenzt ist. Dies bedeutet eine deutliche Verzögerung hinsichtlich der Verbreitung neuer Techniken und es herrscht eine **Beharrung** auf der Nutzung konventioneller Technologien vor, also insbesondere heute genutzter Heizungsanlagen und heute genutzter Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor. Die wichtigsten Änderungen im Vergleich zum Referenzszenario sind die folgenden:

**Verkehr:** Konservative Entwicklung. Konventionelle Flüssigverbrenner machen im motorisierten Individualverkehr mindestens die Hälfte der jährlichen Neuzulassungen aus. Es gibt keine Bereitschaft für eine flexible Steuerung der Batterien elektrischer PKW zum Ausgleich der Stromlast.

**Gebäudewärme:** Konservative Entwicklung. Gaskessel machen mindestens die Hälfte der jährlichen Neuinstallationen aus, elektrische Wärmepumpen sind hingegen auf 20 % beschränkt. Die energetische Sanierungsrate von Gebäuden beträgt konstant 1 %.

### 2.3.3

#### **Szenario *Inakzeptanz***

Aufgrund aufwändiger Genehmigungsverfahren sowie lokalen Widerstands gegen den Ausbau großer Infrastrukturen wie Übertragungsnetze oder Windenergieanlagen kann deren Ausbau deutlich geringer ausfallen als dies einer kostenoptimalen Entwicklung entsprechen würde. In diesem Szenario **Inakzeptanz** wird deshalb eine Entwicklung unterstellt, in der größere Infrastrukturprojekte nicht wie im bisher angenommenen Umfang zur Transformation des Energiesystems beitragen können. Die wichtigsten Änderungen im Vergleich zum Referenzszenario sind die folgenden:

**Energiebereitstellung:** Das technische Ausbaupotenzial von Windenergieanlagen an Land und auf See wird auf 80 GW<sub>el</sub> bzw. 40 GW<sub>el</sub> reduziert [13]. Um weiterhin einen bedeutenden Beitrag erneuerbarer Energien an der Strombereitstellung zu gewährleisten wird das technische Ausbaupotenzial der Photovoltaik auf 800 GW<sub>el</sub> erhöht [12] (siehe auch Erläuterungen zu Tabelle 1). Die Kuppelleistung für den Import von Strom steigt auf lediglich 20 GW<sub>el</sub> in 2050 an, da auch hier eine mangelnde Akzeptanz für den Ausbau der entsprechenden Netze angenommen wurde.

**Verkehr:** Für den Güterlastverkehr gibt es keine Option zum Ausbau von Oberleitungen auf Autobahnen. Nur ein kleiner Teil der Fahrleistung im Lastgüterverkehr kann durch batterieelektrische Fahrzeuge erfolgen.

### 2.3.4

#### **Szenario *Suffizienz***

In diesem Szenario wird der Einfluss von Verhaltensänderungen in relevanter Breite untersucht, die zu einer wesentlichen Reduktion des Energieverbrauchs auf der Nutzenseite führen. Dies könnte zum Beispiel durch einen starken Wertewandel erfolgen, der sich aufgrund der zunehmenden durch den Klimawandel bedingten Extremereignisse einstellt. Die zentralen Änderungen des Szenarios **Suffizienz** im Vergleich zum Referenzszenario basieren auf der im Auftrag des Umweltbundesamtes durchgeführten Studie »Mit *Suffizienz* mehr Klimaschutz modellieren« [20] sowie auf [21] und sind nachfolgend zusammengefasst:

**Stromnachfrage:** Es wird angenommen, dass die Stromnachfrage für Beleuchtung, Kühlung, IKT und mechanische Energie um 45 % gegenüber dem heutigen Wert sinkt.



**Verkehr:** Effiziente Entwicklung. Ausgehend vom heutigen Verkehrsaufkommen wird für den motorisierten Individualverkehr und den Flugverkehr ein Rückgang bis 2050 um 30 % bzw. 55 % angenommen. Die Fahrleistung im Lastgüterverkehr bleibt auf dem heutigen Stand. Zudem wird von einer höheren Bereitschaft der Endanwender zur flexiblen Steuerung ihrer Autobatterien zum Lastausgleich ausgegangen.

**Gebäudewärme:** Effiziente Entwicklung. Die minimale energetische Sanierungsrate von Gebäuden erhöht sich von 1 % in 2020 auf 2 % in 2050. Die maximal mögliche Sanierungsrate steigt über den Betrachtungszeitraum von 1 % auf 3 % an.

**Industrielle Prozesswärme:** Effiziente Entwicklung. Die Nachfrage nach industrieller Prozesswärme sinkt bis 2050 kontinuierlich um 0,75 % pro Jahr.

### 2.3.5

#### **Szenario Referenz100**

Das Szenario *Referenz100* basiert auf dem Szenario Referenz. Allerdings wird hier eine vollständige Reduktion der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050 als Randbedingung vorgegeben (also minus 100 % bezogen auf den Wert von 1990).

### 2.3.6

#### **Szenario Suffizienz2035**

Das Szenario *Suffizienz2035* basiert auf dem Szenario *Suffizienz*. Allerdings wird hier angenommen, dass bereits im Jahr 2035 eine vollständige Reduktion der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen erreicht werden muss.

## 3 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden zunächst die Ergebnisse der Modellrechnungen zu den zuvor beschriebenen Szenarien mit einer Reduktion der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen um 95 % bis zum Jahr 2050 dargestellt. Zuerst wird die Energiebereitstellung analysiert (Abschnitt 3.1) und anschließend wird auf die einzelnen Verbrauchssektoren Prozesswärme, Verkehr und Gebäudewärme eingegangen (Abschnitt 3.2). Es folgt eine Darstellung der Ergebnisse der Modellrechnungen mit einer vollständigen Reduktion der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen (Abschnitt 3.3) und abschließend ein Abschnitt, in dem Kostenaspekte behandelt werden (Abschnitt 3.4).

### 3.1 Transformation der Energiebereitstellung

Ziel dieses Kapitels ist es, die Bereitstellung von Energie im sich wandelnden Energiesystem zu untersuchen. Einer Darstellung der Zusammensetzung von Primärenergie und Endenergie im Vergleich zu heute folgt eine eingehendere Analyse der Strombereitstellung, da sich Strom aus erneuerbaren Quellen zur wichtigsten Primärenergie entwickelt.

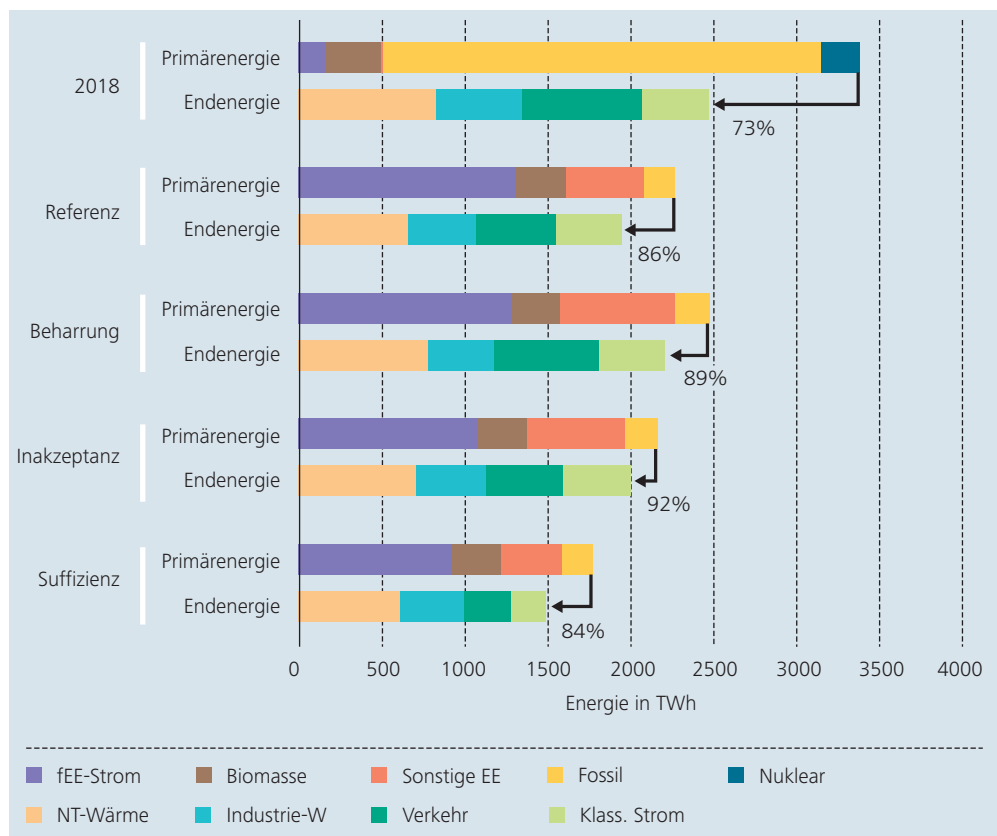
#### 3.1.1 Primärenergie und Endenergie

Der Primärenergieverbrauch Deutschlands betrug im Jahr 2018 3641 TWh [5]. Ohne den nichtenergetischen Verbrauch in Höhe von 247 TWh resultieren 3394 TWh für Endenergieanwendungen und Verluste im Energiesektor. Die Aufteilung auf die wesentlichen Energieträger (fossil, nuklear, Biomasse, Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Quellen (fEE-Strom) und sonstige erneuerbare Energieträger) ist in Abbildung 3 oben dargestellt.

Der Endenergieverbrauch lag bei 2494 TWh und ist ebenfalls in der Abbildung, aufgeteilt in die wesentlichen Anwendungsbereiche Niedertemperaturwärme (NT-Wärme; Raumwärme und Warmwasser), Wärme für Industrieprozesse (Industrie-W), Verkehr und klassische Stromanwendungen (klass. Strom) gezeigt. Die Wandlungseffizienz betrug somit 73 %; 27 % entfallen auf Verluste im Energiesektor. Der größte Anteil lässt sich auf die Umwandlung von Brennstoffen in Strom in konventionellen Kraftwerken zurückführen.

Bei allen vier betrachteten Szenarien liegt der Primärenergieverbrauch im Jahr 2050 deutlich niedriger als heute, nämlich bei 52 % (*Suffizienz*) bis 73 % (*Beharrung*) des heutigen Wertes. Gründe für die niedrigeren Werte sind einerseits der geringere Endenergiebedarf und zum anderen die deutlich reduzierten Verluste im Energiesektor, die vor allem dadurch bedingt sind, dass nur noch ein sehr kleiner Anteil des Stroms in thermischen Kraftwerken mit entsprechenden Verlusten erzeugt wird. Die Wandlungseffizienz liegt je nach Szenario bei 84 % bis 92 %. Der Anteil aller erneuerbarer Energien an der Primärenergie liegt heute bei rund 15 % und bei den vier betrachteten Szenarien durchgängig bei rund 90 %, wovon zwischen 50 % und 60 % auf fluktuierende erneuerbare Energien (fEE-Strom), also Photovoltaik und Windenergie, entfallen.

Die Endenergie der vier untersuchten Szenarien beträgt zwischen 60 % (*Suffizienz*) und 90 % (*Beharrung*) des heutigen Wertes. Diese Abnahme ergibt sich insbesondere durch die hohe Effizienz auf der Nutzungsseite von Wärmepumpen und elektrischen Antrieben beim straßengebundenen Verkehr sowie durch den niedrigeren Raumwärmebedarf aufgrund energetischer Sanierung. Da all diese Maßnahmen im Szenario *Beharrung* weit weniger wirken, fällt die Reduktion merklich niedriger aus. Beim Szenario *Suffizienz* wirkt sich die Verbrauchsreduktion aufgrund von Verhaltensänderungen zusätzlich mindernd aus, was den niedrigsten Wert für Endenergie in 2050 im Vergleich der vier Szenarien begründet.



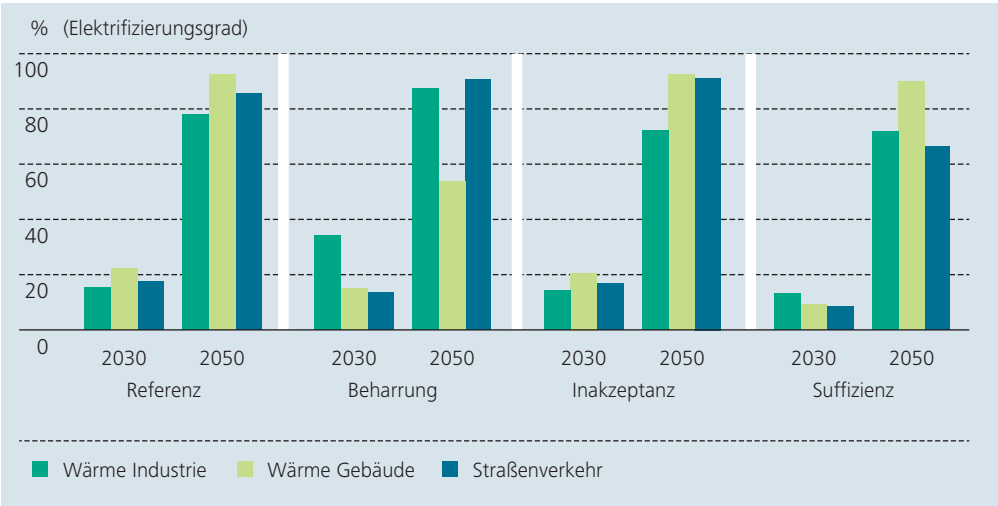
**Abbildung 3:** Zusammensetzung von Primärenergie nach wesentlichen Energieträgern und Endenergie nach den wesentlichen Anwendungsbereichen heute und für die vier Szenarien mit einer Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen um 95 % im Jahr 2050 (fEE-Strom: Strom aus Wandlern fluktuierender erneuerbarer Energien (Wind, Sonne); sonstige EE: sonstige erneuerbare Energien einschließlich Geothermie, Solarthermie und Umweltwärme; NT-Wärme: Niedertemperaturwärme, d.h. Raumwärme und Warmwasser im Gebäudesektor; Industrie-W: Prozesswärme in der Industrie; klass. Strom: klassische Stromanwendungen wie Beleuchtung, IKT, Kältetechnik, stationäre Antriebe).

### 3.1.2 Entwicklung der Stromnachfrage

Der Stromsektor verursacht heute rund 40 % der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland [22]. Um die rund 60 % der Emissionen der Anwendungsbereiche Prozesswärme, Verkehr und Gebäudewärme zu reduzieren, ist eine grundlegende Transformation dieser Bereiche erforderlich – weg von der Nutzung fossiler Energieträger hin zur Nutzung erneuerbarer Energien. Da die größten Potenziale zur Bereitstellung erneuerbarer Energien bei Windenergie und Solarenergie liegen, wie auch die in Abbildung 3 dargestellten Ergebnisse zeigen, ist eine stärkere Stromnutzung in den Anwendungsbereichen Wärme und Verkehr eine sinnvolle und notwendige Maßnahme.

Der Rückgang konventioneller, fossil betriebener Technologien zugunsten strombasierter Alternativen kann anhand des Elektrifizierungsgrades dargestellt werden. Dieser beschreibt den Anteil der nachgefragten Energie der einzelnen Sektoren (Traktionsenergie im Verkehrssektor oder Raumwärme im Gebäudesektor), welcher durch strombasierte Technologien gedeckt wird. Hierbei ist sowohl der Anteil der Endenergie enthalten, der in den jeweiligen Sektoren direkt-elektrisch genutzt wird als auch der indirekt-elektrisch über strombasierte Kraftstoffe genutzte Anteil. Ein Fahrzeug mit Verbrennungsmotor hebt somit den Elektrifizierungsgrad an, wenn ein strombasierter Kraftstoff für dessen Fortbewegung eingesetzt wird. Im Vergleich zur Prozesswärmebereitstellung ist der Elektrifizierungsgrad in 2019 im Straßenverkehr und der Wärmebereitstellung für Gebäude mit unter einem bzw. vier Prozent noch sehr gering. Grund hierfür ist der hohe Anteil an Flüssigverbrennern sowie an Gas- und Ölkesseln. Abbildung 4 stellt den Elektrifizierungsgrad der Sektoren Prozesswärme, Verkehr und Raumwärme für die Jahre 2030 und 2050 in den untersuchten Szenarien dar.

**Abbildung 4:**  
Entwicklung des Elektrifizierungsgrades für die Bereitstellung von Prozesswärme, Raumwärme (inklusive Trinkwarmwasser) und dem straßengebundenen Verkehr. Zusätzlich zur direkten Stromverwendung wird im Elektrifizierungsgrad auch die Nutzung strombasierter Brennstoffe berücksichtigt.



Die Ergebnisse zeigen, dass die Elektrifizierung der Sektoren im Szenario *Referenz* zuerst für die Bereitstellung von Gebäudewärme (Raumwärme und Trinkwarmwasser) umgesetzt wird, gefolgt vom straßengebundenen Verkehr und der Prozesswärmebereitstellung. Die hohen Elektrifizierungsgrade auch im straßengebundenen Verkehr und der Prozesswärmebereitstellung zeigen, dass bis 2050 die Verwendung von Strom auch in diesen Bereichen stark an Bedeutung gewinnt. Dieser Wandel führt zu einem entsprechenden Anstieg der Stromnachfrage, welche für vier Szenarien und die Jahre 2030 und 2050 in Tabelle 2 zusammengefasst ist.

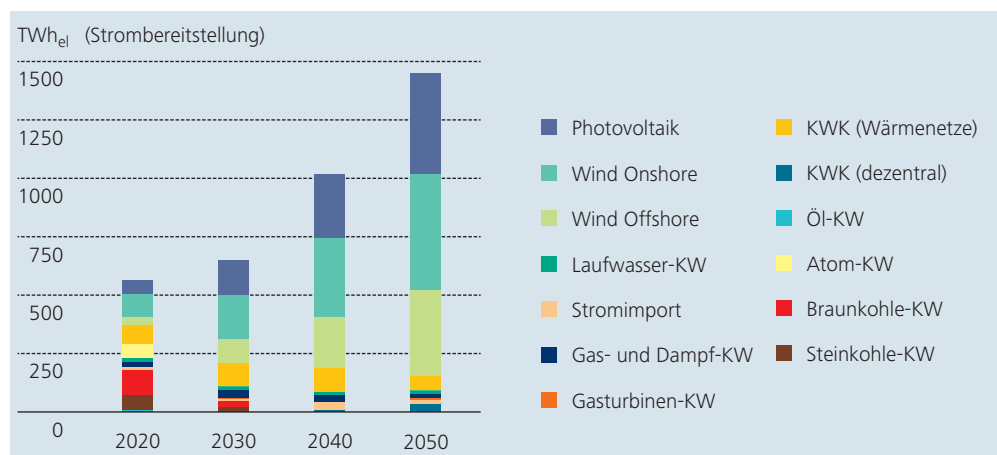
**Tabelle 2: Jährliche Stromnachfrage der vier analysierten Szenarien für die Jahre 2030 und 2050. Die Stromnachfrage von Power-to-X-Technologien ist ebenfalls enthalten.**

| Stromnachfrage in TWh <sub>el</sub> | Referenz | Beharrung | Inakzeptanz | Suffizienz |
|-------------------------------------|----------|-----------|-------------|------------|
| 2030                                | 651      | 705       | 617         | 483        |
| 2050                                | 1447     | 1495      | 1282        | 1039       |

Das Szenario *Suffizienz* weist in 2030 mit 483 TWh<sub>el</sub> die niedrigste Stromnachfrage auf und liegt damit um etwa 120 TWh<sub>el</sub> unter dem Wert von 2018 (597 TWh<sub>el</sub>) [23]. Grund hierfür sind zwei gegenläufige Effekte: Einerseits führt die Zunahme von strombasierten Technologien zu einem Anstieg der Stromnachfrage. Andererseits wird die gesamte Energienachfrage durch Verhaltensänderungen deutlich reduziert, unter anderem durch einen Rückgang der Fahrleistung im straßengebundenen Verkehr sowie eine Reduktion der beheizten Wohnfläche und des Verbrauchs industrieller Prozesswärme. In allen anderen Szenarien hingegen steigt die Stromnachfrage kontinuierlich an. Die Stromnachfrage in 2050 liegt zwischen dem 1,7-fachen (siehe Tabelle 2) im Szenario *Suffizienz* und knapp dem 2,5-fachen im Szenario *Beharrung* des heutigen Wertes. In diesem Strombedarf ist sowohl der direkte Strombedarf als auch der Bedarf für die inländische Umwandlung in Wasserstoff und andere synthetische Energieträger (Power-to-Gas, Power-to-Liquid) enthalten. Diese »indirekte« Stromnutzung macht in 2050 rund ein Viertel des angegebenen Strombedarfs aus.

### 3.1.3 Strombereitstellung

Die zunehmende Verwendung von Strom im Energiesystem ist nur dann sinnvoll, wenn der Strombedarf möglichst emissionsfrei gedeckt wird. Eine technologiescharfe Übersicht über die Strombereitstellung in TWh<sub>el</sub> pro Jahr ist in Abbildung 5 für das Szenario *Referenz* dargestellt.



**Abbildung 5:**  
Entwicklung der Strombereitstellung nach Technologien im Szenario *Referenz*.

Heute wird noch ein Großteil der Stromnachfrage von insgesamt rund 597 TWh<sub>el</sub> durch Atomkraftwerke sowie Braun- und Steinkohlekraftwerke bereitgestellt. Während der Ausstieg aus der Kernenergie in 2022 beschlossen ist, war zum Zeitpunkt der Durchführung der Modellrechnungen für diese Studie der Ausstieg aus der Kohleverstromung bis spätestens 2038 noch nicht als Gesetz verabschiedet [24]. In den Berechnungen wurde der ambitioniertere Kohleausstieg in 2035 angenommen. Um den so wegfallenden Strom zu ersetzen, erfolgt neben dem starken Ausbau von Windenergie- und Solaranlagen etwa ab 2030 eine leichte Zunahme von Stromimporten, die Strombereitstellung durch dezentrale KWK und Brennstoffzellen sowie durch große Gas- und Dampfkraftwerke, die in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden und in Wärmenetzen zur Wärmeversorgung beitragen.

Eine Übersicht zu den Anteilen erneuerbarer Energien an der Strombereitstellung und den entsprechenden CO<sub>2</sub>-Faktoren für alle vier Szenarien ist in Tabelle 3 dargestellt. Der Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien an der Strombereitstellung nimmt über den Betrachtungszeitraum kontinuierlich zu und steigt im Szenario *Referenz* von knapp 40 % [25] im Jahr 2019 auf 71 % in 2030 und auf 93 % in 2050. Diese Transformation führt unter anderem dazu, dass der CO<sub>2</sub>-Faktor von Strom, ausgehend von 462 g<sub>CO2</sub>/kWh<sub>el</sub> im Jahr 2018 [26], in 2030 mit 147 g<sub>CO2</sub>/kWh<sub>el</sub> bereits auf weniger als die Hälfte fällt, und dass in 2050 die Strombereitstellung mit 3 g<sub>CO2</sub>/kWh<sub>el</sub> nahezu vollständig ohne CO<sub>2</sub>-Emissionen erfolgt.

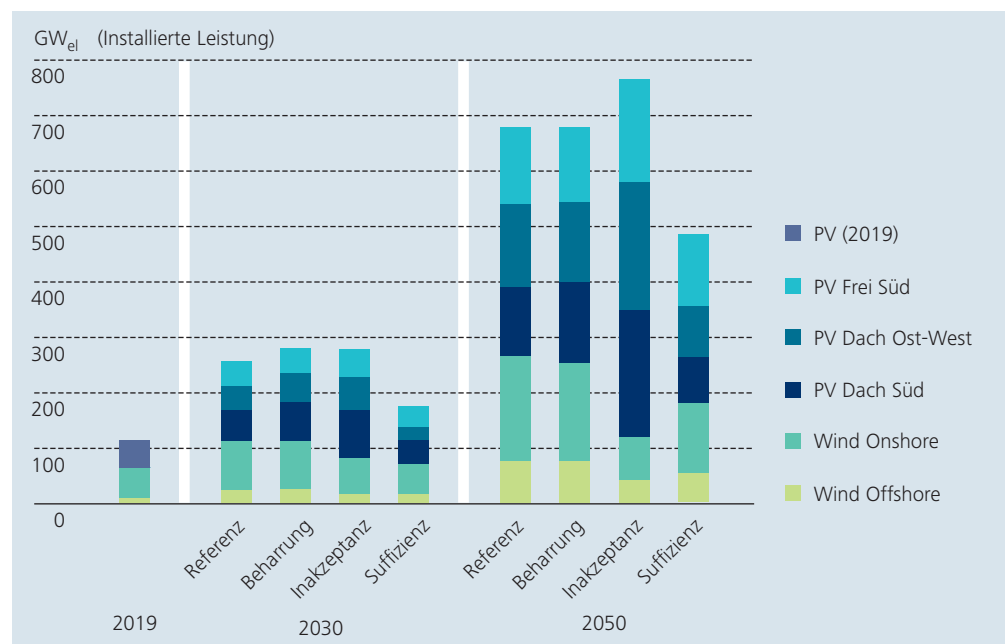
**Tabelle 3: Zusammensetzung des Strommixes in 2030 und 2050 für die vier untersuchten Szenarie (EE: erneuerbare Energien).**

|      | Referenz    |  | Beharrung   |  | Inakzeptanz |  | Suffizienz  |  |
|------|-------------|--|-------------|--|-------------|--|-------------|--|
|      | Anteil EE % | CO <sub>2</sub> Faktor g <sub>CO2</sub> /kWh <sub>el</sub> | Anteil EE % | CO <sub>2</sub> Faktor g <sub>CO2</sub> /kWh <sub>el</sub> | Anteil EE % | CO <sub>2</sub> Faktor g <sub>CO2</sub> /kWh <sub>el</sub> | Anteil EE % | CO <sub>2</sub> Faktor g <sub>CO2</sub> /kWh <sub>el</sub> |
| 2030 | 71          | 147  | 69          | 149  | 70          | 154  | 65          | 200  |
| 2050 | 93          | 3  | 93          | 5  | 92          | 7  | 92          | 9  |

Die CO<sub>2</sub>-Faktoren des Stroms haben in allen Szenarien sowohl in 2030 mit rund 150 g<sub>CO2</sub>/kWh<sub>el</sub> als auch in 2050 mit rund 5 g<sub>CO2</sub>/kWh<sub>el</sub> sehr ähnliche Werte. Zur Erreichung des CO<sub>2</sub>-Reduktionsziels wird in allen Szenarien ohne angenommenen Verbrauchsrückgang (*Suffizienz*) im Jahr 2030 ein Anteil erneuerbarer Energien am Strommix von über 70 % erreicht. Das Ziel der Bundesregierung sieht einen entsprechenden Anteil von 65 % für 2030 vor [27]. Dass alle Szenarien diesen Wert überschreiten, legt nahe, dass er nicht ausreichen wird, um die angestrebte Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 55 % gegenüber 1990 zu erreichen. Auch in 2050 wird das gesetzte Ziel eines Anteils von 80 % erneuerbarer Energien [27] an der Strombereitstellung in allen vier Szenarien deutlich überschritten und es wird ein durchschnittlicher Anteil erneuerbarer Energien von 93 % erreicht. Dabei spielt Strom aus Wind- und Sonnenenergie eine zentrale Rolle.

Abbildung 6 zeigt die kumulativ installierte Leistung für Windenergieanlagen an Land und auf See sowie für Photovoltaikanlagen, unterteilt nach Aufdach-Anlagen mit Ost- oder Westausrichtung und mit Süd-Ausrichtung sowie für Freiflächenanlagen mit Südausrichtung.

**Abbildung 6:**  
Kumulativ installierte Leistung von Photovoltaikanlagen sowie Windenergieanlagen in 2030 und 2050 für die vier untersuchten Szenarien.



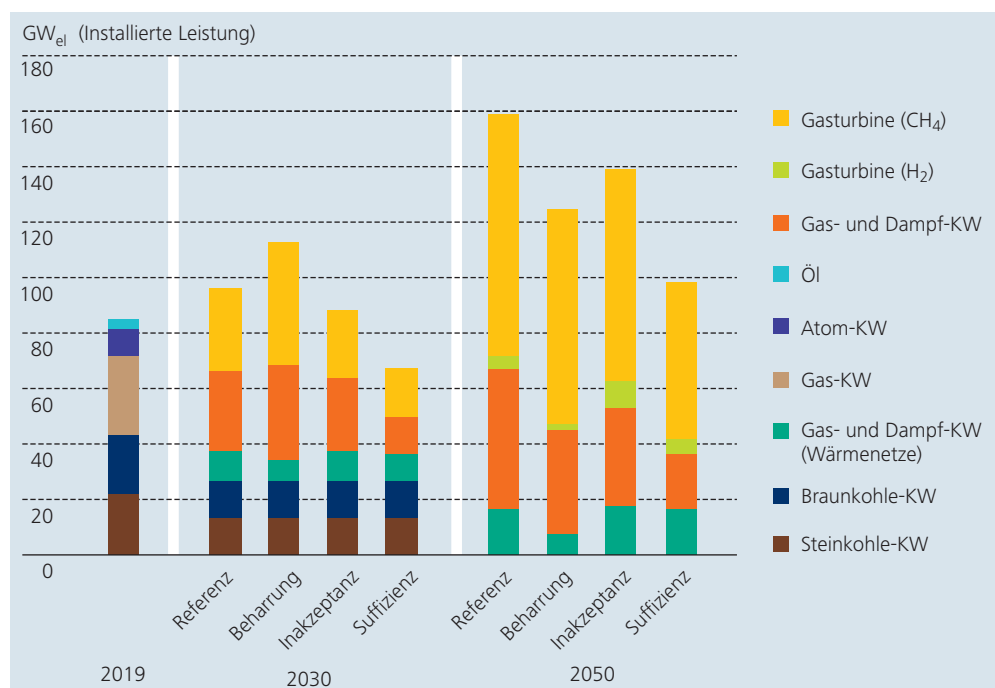
Im Jahr 2019 sind in Deutschland rund 54 GW<sub>el</sub> Onshore Windenergie, 8 GW<sub>el</sub> Offshore Windenergie und 49 GW<sub>el</sub> Photovoltaikanlagen installiert [25]. In Summe ergibt dies eine Leistung fluktuierender erneuerbarer Energien für die Strombereitstellung von 111 GW<sub>el</sub>. Die Szenarienergebnisse zeigen einen Anstieg dieser Leistung bis 2030 auf rund das Doppelte – mit Ausnahme des Szenarios *Suffizienz*. Im Szenario *Referenz* bedeutet dies, ausgehend vom heutigen Stand, pro Jahr einen mittleren Netto-Zubau an Photovoltaik von rund 9 GW<sub>el</sub>, sowie 3 GW<sub>el</sub> Onshore Windenergie und 1,5 GW<sub>el</sub> an Offshore Windenergie Leistung.

In den Szenarien *Referenz* und *Beharrung* steigt die installierte Leistung der Windenergie (Onshore und Offshore) im Jahr 2050 auf rund 260 GW<sub>el</sub> und die der Photovoltaik auf rund 415 GW<sub>el</sub> an, was summarisch zu einer Strombereitstellung von etwa 1300 TWh<sub>el</sub> durch Photovoltaik- und Windenergieanlagen führt. Im Szenario *Suffizienz* ist die Leistung mit etwa 480 GW<sub>el</sub> um rund 200 GW<sub>el</sub> geringer, wodurch knapp 30 % weniger Strom aus fEE bereitgestellt wird. Aufgrund der im Szenario *Inakzeptanz* angenommenen, fehlenden Akzeptanz für große Infrastrukturmaßnahmen werden hier in Summe etwa 140 GW<sub>el</sub> weniger an Windenergie, dafür jedoch zusätzlich 230 GW<sub>el</sub> mehr an Photovoltaik als im Szenario *Referenz* installiert. Hierdurch liegt die insgesamt installierte Leistung von fEE um rund 90 GW<sub>el</sub> höher als im Szenario *Referenz*. Da Windenergieanlagen höhere Volllaststun-

den aufweisen als Photovoltaikanlagen, wird im Szenario *Inakzeptanz* trotz einer insgesamt höheren installierten Leistung rund 230 TWh<sub>el</sub> weniger Strom aus fEE bereitgestellt als im Szenario *Referenz*. Zusätzlich ist die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen durch einen ausgeprägten Tagesverlauf sowie einen saisonalen Verlauf charakterisiert. Dadurch ergeben sich im Szenario *Inakzeptanz* zusätzliche Herausforderungen, um eine sichere Versorgung in jeder Stunde des Jahres zu garantieren. Entsprechend müssen systemische Anpassungen für die Kompensation eines eingeschränkten Windenergieausbaus sorgen. Welche Auswirkungen dieser Umstand auf die Systementwicklung im Bereich der Speicher und synthetisch hergestellten Energieträger im Detail hat, wird in den nachfolgenden Kapiteln genauer dargestellt.

### 3.1.4 Ausgleich fluktuierender Stromerzeugung

Fluktuierende Erneuerbare Energien spielen eine Schlüsselrolle für das Gelingen der Energiewende und werden in 2050 zur tragenden Säule der Energieversorgung. Deren weiterer Ausbau setzt allerdings voraus, dass die zeitlich schwankende Einspeisung von Strom möglichst immer sinnvoll im Energiesystem genutzt werden kann. Dafür ist es erforderlich, Nachfrage und Erzeugung von Strom zu jedem Zeitpunkt in Einklang zu bringen. Um die Stromnachfrage auch in Zeiten zu decken, in denen dies nicht ausreichend durch die Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien oder das Entladen von Kurzzeitspeichern wie Batterien oder Pumpspeicherkraftwerken möglich ist, ist der Betrieb regelbarer Anlagen zur Stromerzeugung auch langfristig erforderlich. Deren installierte Leistung ist für die Jahre 2030 und 2050 in Abbildung 7 dargestellt. Zum Vergleich beträgt aktuell die kumulativ installierte Leistung konventioneller Kraftwerke in Deutschland rund 85 GW<sub>el</sub>.



**Abbildung 7:**  
Kumulativ installierte Leistung von konventionellen bzw. regelbaren Kraftwerken in 2030 und 2050 in den vier untersuchten Szenarien (KW: Kraftwerk).

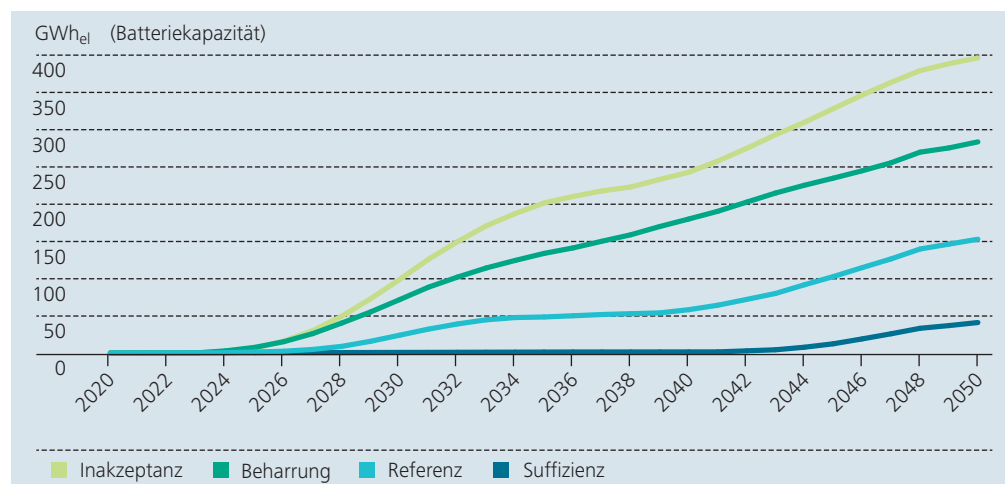
In den Szenarien *Referenz* und *Beharrung* steigt die installierte Leistung bis zum Jahr 2030 auf 95 bzw. 112 GW<sub>el</sub> an, während die installierte Leistung im Szenario *Inakzeptanz* in etwa auf dem heutigen Stand verbleibt. In diesem Szenario sind sowohl das Ausbaupotenzial von Windenergieanlagen als auch der Stromhandel zu den Nachbarländern eingeschränkt. Dies führt in Kombination mit dem früheren und höheren Ausbau von Photovoltaiksystemen und Stromspeichern (siehe Abbildung 6 und Abbildung 8) zu einer Reduktion der benötigten Leistung regelbarer Kraftwerke. Im Szenario *Suffizienz* ergibt sich aufgrund des angenommenen Verbrauchsrückganges in allen Sektoren eine leichte Abnahme der entsprechenden Kraftwerksleistung.



In allen betrachteten Szenarien ist neben dem Rückgang der Leistung von Kohlekraftwerken von 45 GW<sub>el</sub> in 2018 auf 25 GW<sub>el</sub> in 2030 ein deutlicher Zuwachs an hochflexiblen Gasturbinen zu erkennen [25]. Diese Technologien gewinnen in einem System, welches maßgeblich durch fluktuierende Energien geprägt ist, aufgrund ihrer vergleichsweise kurzen Anfahrzeiten zunehmend an Relevanz. Noch deutlicher wird dies im Jahr 2050. Da hier Kohlekraftwerke keine Rolle mehr spielen, wird der Großteil der regelbaren Kraftwerksleistung durch Gas- und Dampfkraftwerke (mit oder ohne Wärmeauskopplung) und Gasturbinenkraftwerke bereitgestellt. Insgesamt schwankt die kumulative Erzeugungsleistung regelbarer Kraftwerke im Jahr 2050 je nach Szenario zwischen 100 GW<sub>el</sub> und 160 GW<sub>el</sub>. Hierbei wurde in der Dimensionierung immer eine Reservekapazität von 20 % zugrunde gelegt. Der steigende Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien an der Strombereitstellung und deren prioritäre Einspeisung in das Stromnetz haben einen maßgeblichen Einfluss auf den Betrieb des regelbaren Kraftwerksparks. So wird dessen Aufgabe zunehmend die Deckung der Spitzenlasten anstelle der Grundlasten, d.h. die Bereitstellung von Leistung anstelle von Energie. Dies bedeutet, dass die jährlichen Volllaststunden von thermischen Kraftwerken fortwährend abnehmen, ein Trend, der bereits aus der Entwicklung der letzten Jahre abgeleitet werden kann [5].

Neben thermischen Kraftwerken zur Deckung von Lastspitzen können elektrische Speichersysteme zum Ausgleich von Last und Erzeugung eingesetzt werden. Zusätzlich zu den bereits heute eingesetzten Pumpspeicherkraftwerken stellen stationäre Batteriespeicher eine wesentliche Option dar. Die Entwicklung der installierten Kapazität stationärer Batteriespeicher ist für den Zeitraum von 2020 bis 2050 für die vier Szenarien in Abbildung 8 dargestellt.

**Abbildung 8:**  
Entwicklung der installierten Kapazität von stationären Batteriespeichern in den vier untersuchten Szenarien.



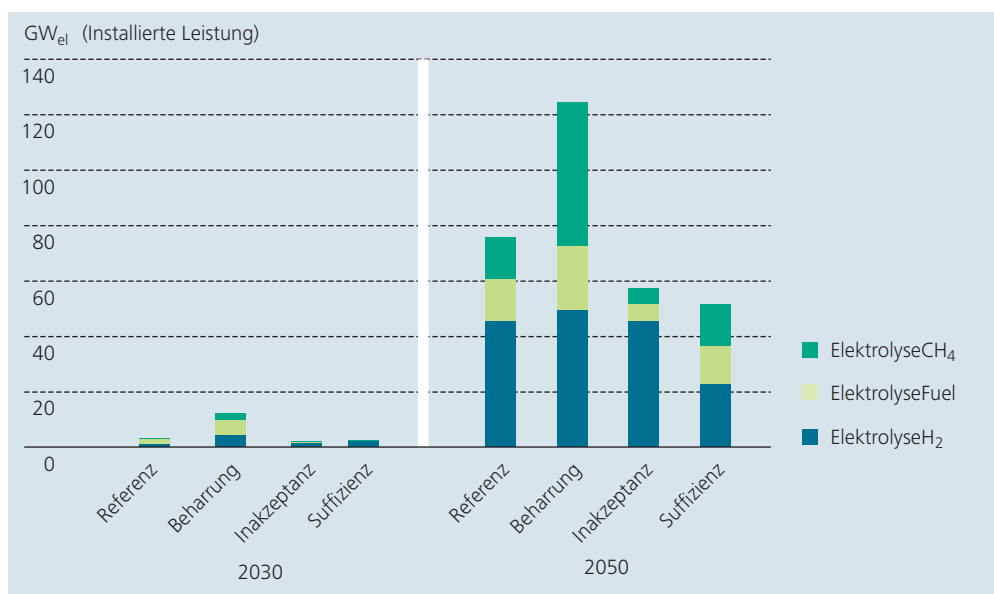
Kurzzeitspeicher für Elektrizität spielen in allen Szenarien eine wichtige Rolle. Während deren Ausbau im Szenario *Referenz* einen Wert von rund 150 GWh<sub>el</sub> und im Szenario *Suffizienz* von rund 50 GWh<sub>el</sub> im Jahr 2050 erreicht, fällt der Ausbau für die Szenarien *Beharrung* mit 300 GWh<sub>el</sub> und *Inakzeptanz* mit 400 GWh<sub>el</sub> deutlich höher aus. Dieser hohe Wert im Szenario *Inakzeptanz* ist darauf zurückzuführen, dass eine Vergleichmäßigung der Strombereitstellung bei einem optimalen Verhältnis aus Windenergie und Solarenergie hier nicht gegeben ist. Die Tagesspitze der Stromerzeugung durch Photovoltaik kann anteilig durch Batteriespeicher ausgeglichen und eine Verschiebung in Abend- und Nachtstunden erreicht werden. Auch wurde in diesem Szenario ein eingeschränkter Ausbau der Stromübertragungskapazitäten in die Nachbarländer angenommen. Hierdurch verringert sich die Möglichkeit von Stromimporten zum Lastausgleich, und auch hier kann durch mehr Speicher eine Verbesserung erreicht werden.

Auch der vergleichsweise hohe Ausbau von stationären Batteriespeichern im Szenario *Beharrung* ist auf eine Einschränkung von Optionen zum Lastausgleich zurück zu führen. Beispielsweise kompensieren in diesem Szenario stationäre Batteriespeicher die Nutzung von Fahrzeugspeichern als flexible Lasten und Erzeuger, da davon ausgegangen wurde, dass eine derartige Nutzung nicht akzeptiert wird. Zusätzlich ist der flexible Betrieb von strombasierten Wärmeerzeugern wie Wärmepumpen in Wohngebäuden in Kombination mit thermischen Speichern, welche überschüssigen Strom in Form von thermischer Energie speichern können, nicht möglich. Im Szenario *Suffizienz* werden Batteriespeicher dagegen erst am Ende des betrachteten Zeitraums bis 2050 überhaupt notwendig, und die Kapazität in 2050 liegt deutlich unter derjenigen der anderen Szenarien. Die Gründe hierfür sind eine hohe Akzeptanz für die Nutzung von Flexibilitätsoptionen bei Fahrzeugen und Wärmepumpen in Verbindung mit einem sinkenden Stromverbrauch für klassische Stromanwendungen und einem korrespondierend geringeren Ausbau an Windenergieanlagen und Photovoltaik.

Eine weitere Option zum Ausgleich von Last und Erzeugung sind Elektrolyseure, welche zur Herstellung von strombasierten Brennstoffen wie Wasserstoff, Methan oder flüssigen Kraftstoffen genutzt werden können. Deren Integration im Energiesystem bringt mehrere Vorteile mit sich:

- Die dadurch gewonnenen Energieträger können in Anwendungen eingesetzt werden, in denen eine direkte Stromnutzung schwierig umsetzbar ist. Beispiele sind flüssige Kraftstoffe für den See- und den Flugverkehr oder Kohlenwasserstoffe für die chemische Industrie.
- Geeignete Elektrolyseure (z.B. PEM: Proton Exchange Membrane; AEL: alkalischer Elektrolyseur), die sehr schnelle An- und Abfahrvorgänge erlauben, können als flexible Lasten genutzt werden und erhöhen damit das Potenzial für die Integration von erneuerbarem Strom in das Energiesystem.
- Mit diesen Verfahren können in Zeiten hoher Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien strombasierte Energieträger hergestellt werden, die sich über einen Zeitraum von mehreren Tagen oder Monaten nahezu verlustfrei speichern lassen. Die so hergestellten Energieträger können in Zeiten geringer Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in regelbaren Kraftwerken genutzt werden und somit auch langfristig eine sichere Stromerzeugung ohne Nutzung fossiler Energieträger gewährleisten.

Der Umfang, in dem diese Technologien in den betrachteten Szenarien installiert werden, ist in Abbildung 9 dargestellt.



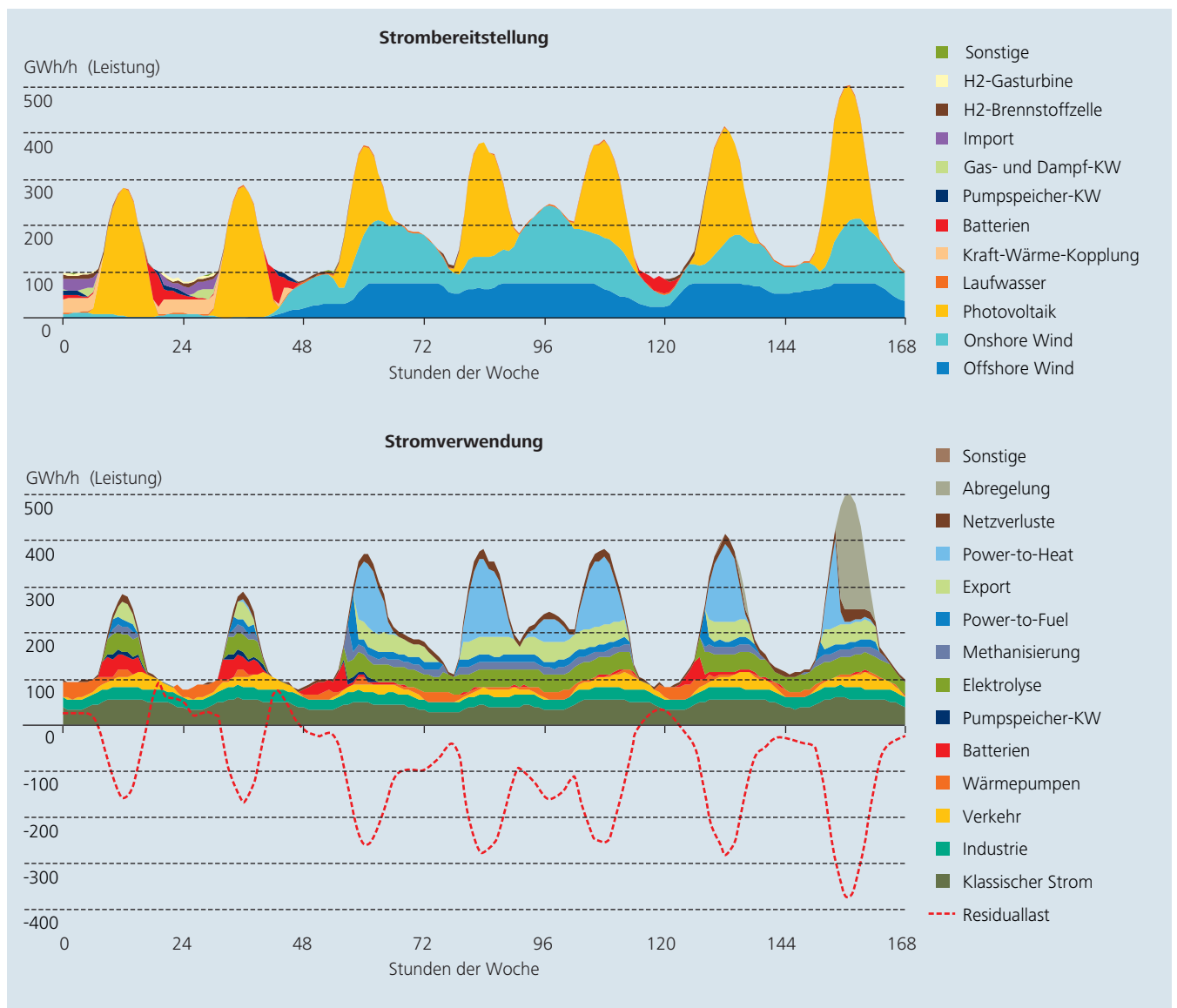
**Abbildung 9:**  
Kumulativ installierte Leistung von Elektrolyseuren zur Bereitstellung strombasierter Energieträger in 2030 und 2050 für die vier untersuchten Szenarien. (ElektrolyseCH<sub>4</sub>: Elektrolyseurleistung für die Herstellung von synthetischem Methan; ElektrolyseFuel: Elektrolyseurleistung für die Herstellung von flüssigen synthetischen Energieträgern; ElektrolyseH<sub>2</sub>: Elektrolyseurleistung für die Herstellung von Wasserstoff, der als Endenergieträger genutzt wird).

Obwohl die synthetische Herstellung von Energieträgern im Jahr 2030 noch eine untergeordnete Rolle spielt, zeigt sich deren große Bedeutung bereits im Szenario *Beharrung* mit 10 GW<sub>el</sub> Erzeugungsleistung. Hier steigt die Kapazität auf über 120 GW<sub>el</sub> im Jahr 2050 an. Die in diesem Szenario als Randbedingung vorgegebene Nutzung heute verwendeter Verbrennungstechniken im Straßenverkehr und für die Wärmebereitstellung in Gebäuden erfordert den Ersatz fossiler durch erneuerbare synthetische Energieträger.

In den anderen Szenarien beträgt die summarische installierte Leistung von Elektrolyseuren im Jahr 2050 zwischen 50 GW<sub>el</sub> und 75 GW<sub>el</sub>. Selbst bei einer Entwicklung mit starken Verhaltensänderungen und resultierenden Verbrauchsreduktionen im Szenario *Suffizienz* und trotz der Möglichkeit des Imports erneuerbar hergestellter synthetischer Energieträger aus dem Ausland (siehe nachfolgender Abschnitt 3.1.5) erweist sich eine inländische Wasserstoffwirtschaft als sinnvoller Teil eines Energiesystems, das keine fossilen Energien mehr nutzt und in dem erneuerbare Energien zur tragenden Säule der Energieversorgung werden.

Ein immer wieder gegen die erneuerbaren Energien vorgebrachtes Argument ist, dass sie keine Grundlast bereitstellen. Wir beobachten heute jedoch einen grundlegenden Paradigmenwechsel in der Energieversorgung. Dabei wird die in der Vergangenheit vorherrschende bedarfsgerechte Energiebereitstellung durch Großkraftwerke zunehmend ersetzt durch ein System, in dem fortwährend ein Ausgleich zwischen nur bedingt regelbarer und prognostizierbarer Bereitstellung aus erneuerbaren Energien und möglichst flexibler Nutzung erfolgt. Hieraus entsteht ein komplexes Zusammenspiel zwischen Energiebereitstellung und zeitlich angepasster Energienutzung (Lastverschiebung, Demand Response) einschließlich der stärkeren Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr, dem temporären Einsatz flexibler Erzeugungsanlagen und von Speichern verschiedener Bauformen. Beispielhaft ist in Abbildung 10 das Profil der Strombereitstellung und der Stromverwendung für eine Aprilwoche im Jahr 2050 im Szenario *Referenz* dargestellt. Die Grafik zeigt exemplarisch, wie die Integration von Photovoltaik und Windenergie in einem zukünftigen Energiesystem auf stündlicher Basis erfolgen kann.

Im unteren Teil der Grafik ist die Residuallast, definiert als Differenz aus nicht regelbarer Stromerzeugung, im Wesentlichen gegeben durch Windenergie und Photovoltaik, und nicht verschiebbarer Basislast (z.B. industrielle Prozesse) dargestellt. Positive Residuallast bedeutet, dass die aktuelle Leistung durch nicht regelbare Erzeugung nicht ausreichend ist, negative Residuallast bedeutet, dass Strom zur Verfügung steht, der durch zuschaltbare Lasten oder das Laden von Speichern genutzt werden kann. Bei Einspeisespitzen der Photovoltaik in den Mittagsstunden (gelb) werden dementsprechend Kurzzeitspeicher geladen (rot, stationäre Batterien) und anschließend wird Strom in synthetische Energieträger gewandelt oder – wenn möglich – in flexiblen Wärmeerzeugern umgewandelt, z.B. um Wärmespeicher zu laden. Dieser Betrieb zeigt sich beispielsweise in den Stunden 12 und 36. Ab Stunde 50 ist die Residuallast aufgrund der hohen Einspeisung von Strom aus Windenergie über einen längeren Zeitraum negativ und die Elektrolyseure werden kontinuierlicher betrieben als an den Tagen zuvor, wo der Betrieb nur am Tag erfolgte. Der erzeugte Wasserstoff und ggf. daraus hergestellte synthetische Energieträger wie Methan oder flüssige Energieträger können über längere Zeiträume hinweg gespeichert und bei Bedarf genutzt werden. Die Ergänzung durch wasserstoffelektrische Technologien (wasserstoffelektrische Fahrzeuge, Brennstoffzellen oder Kessel zur Bereitstellung von Raum- oder Prozesswärme) reduziert die direkte elektrische Stromnachfrage. Eine weitere Option zur Nutzung von Stromerzeugungsspitzen besteht darin, das Temperaturniveau thermischer Speicher (Warmwasserspeicher) durch die Umwandlung von elektrischer Energie in thermische Energie mittels Heizstäben anzuheben (Stunde 160). Sind auch alle thermischen Speicher beladen, so wird Strom exportiert. Als letzte Option werden Anlagen abgeregelt (Stunde 156 und folgende). Reicht die Einspeisung von Energien aus erneuerbaren Energien nicht aus, wie beispielsweise in windarmen Nachtstunden, so wird der Strombedarf durch Entladung von Kurzzeitspeichern (Stunden 20, 45, rot), den Import (Stunde 24, lila) oder den Betrieb thermischer Kraftwerke (Stunde 27, GuD, hellgrün) gedeckt.

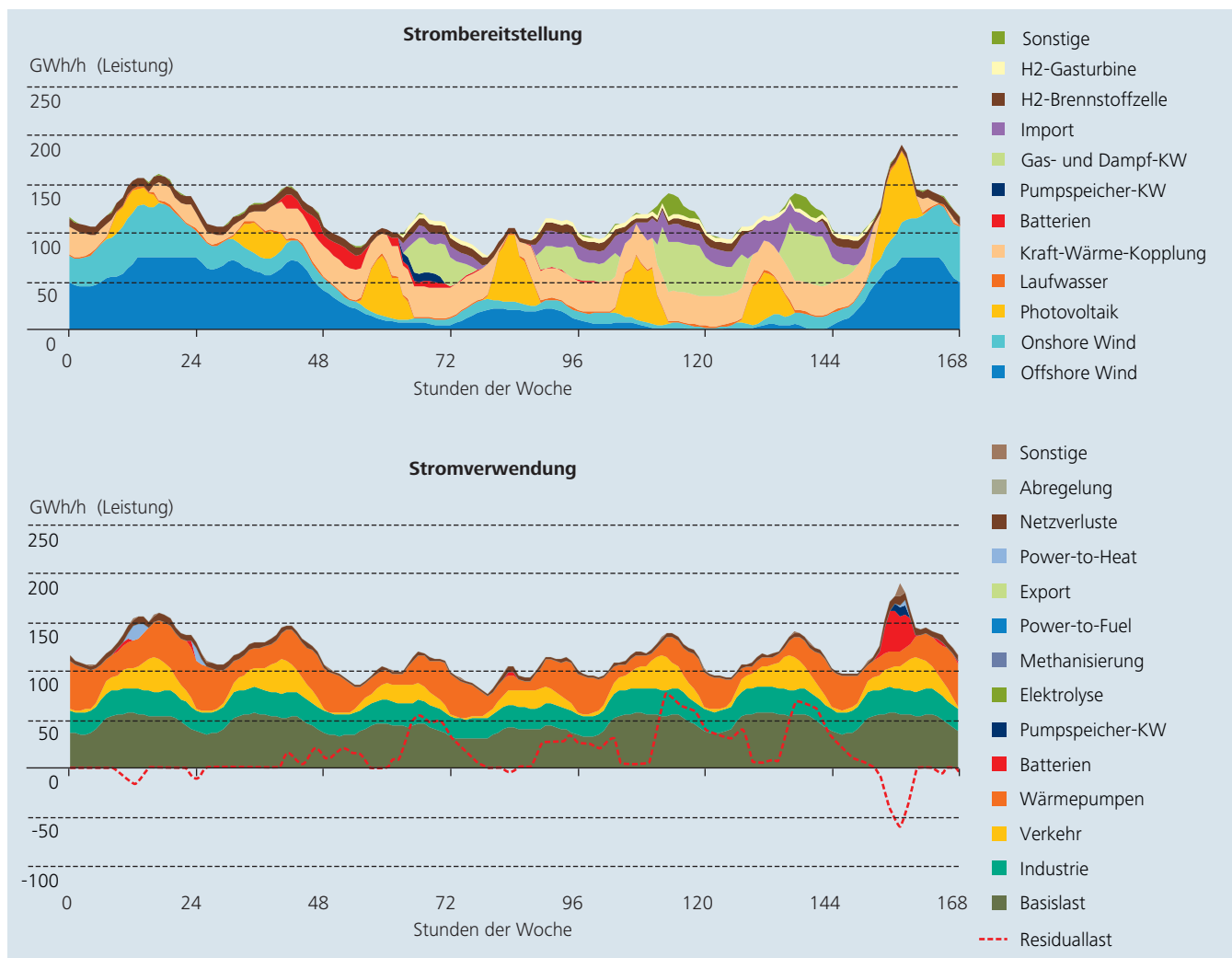


Um die sichere Versorgung auch in Zeiten zu gewährleisten, in denen die Strombereitstellung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien über mehrere aufeinanderfolgende Tage nicht ausreicht, ist der Betrieb von regelbaren Kraftwerken notwendig. Abbildung 11 zeigt die Strombereitstellung und Stromverwendung für eine Oktoberwoche im Jahr 2050 des Szenarios *Referenz*. Während in der zuvor gezeigten Aprilwoche (Abbildung 10) die Spitzenleistung nahezu 500 GW<sub>el</sub> erreichte, beträgt in der hier gezeigten Woche die maximale Erzeugung aus Wind- und Solarenergie 180 GW<sub>el</sub>.

In den ersten 40 Stunden der dargestellten Woche wird die elektrische Last vor allem durch die Strombereitstellung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen ausgeglichen und die Residuallast verläuft nahe der Nulllinie. Zudem generieren Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und wasserstoffbasierte Brennstoffzellen bei der Deckung der Heizlast gleichzeitig elektrische Energie. Um die Stunden 13 und 24 herrscht ein leichter Stromüberschuss, sodass elektrische Batterien geladen (rot) und Strom in Wärme gewandelt werden kann (hellblau).

Infolge eines Rückgangs der Einspeisung aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen reicht ab Stunde 40 die so bereitgestellte elektrische Energie nicht mehr aus, um die anfallende Stromlast zu decken und die Residuallast wird positiv. Zum Ausgleich der Residuallast werden zunächst stationäre Batterien entladen (rot). Durch die stetige Abnahme der Strombereitstellung durch Windenergieanlagen kann die Stromlast nur noch in den Einspeisespitzen

**Abbildung 10:**  
**Beispielhaftes Profil für Strombereitstellung und -verwendung im April 2050 für das Szenario Referenz. Die Residuallast ergibt sich aus der Differenz aus stündlicher Strombereitstellung durch Windenergieanlagen und Photovoltaik und der nicht verschiebbaren Basislast.**



**Abbildung 11:**  
Beispielhaftes Profil für Strom-  
bereitstellung und -verwen-  
dung im Oktober 2050 für das  
Szenario Referenz.

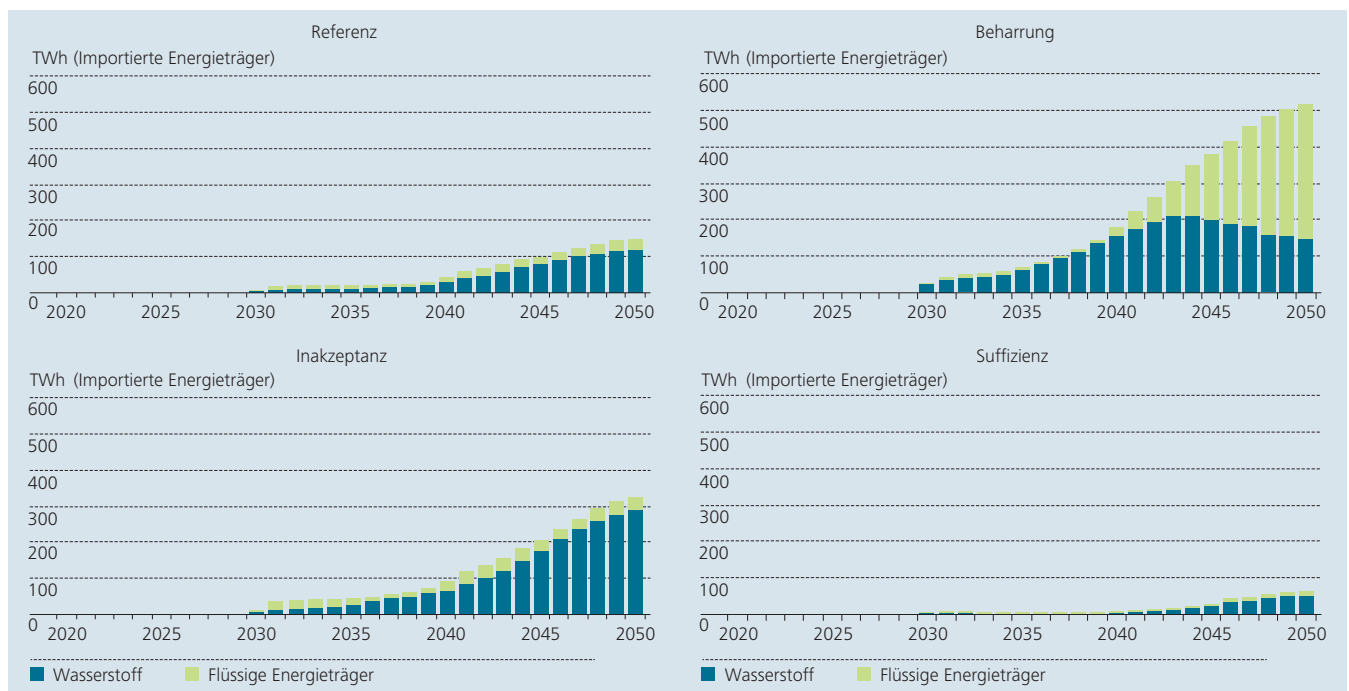
durch Photovoltaikanlagen in den Stunden 50 bis 60 gedeckt werden. Nach Abflauen der Photovoltaikeinspeisung muss die Stromlast durch Ausgleichskraftwerke gedeckt werden. Hier kommen Pumpspeicherkraftwerke (dunkelblau) und Gas-und-Dampf-Kraftwerke (hellgrün) zum Einsatz. In dieser Zeit wird auch Strom aus Deutschlands Nachbarländern importiert (violett). Dieses Bild bestimmt das System bis in Stunde 150, in der die Einspeiseleistung aus Wind und Sonne wieder ansteigt und ab Stunde 153 zu einer negativen Residuallast führt. Jetzt werden stationäre Batterien (rot) sowie Pumpspeicherkraftwerke dunkelblau) beladen.

Die dargestellten Zeitreihen unterstreichen den zukünftig deutlich veränderten Betrieb regelbarer Kraftwerke im Vergleich zu heute. Während die Flexibilitätsanforderungen an diese Kraftwerke steigen, sinken gleichzeitig die Vollaststunden und damit auch der Brennstoffverbrauch.

### 3.1.5 Fossile und synthetische Energieträger

Zusätzlich zur inländischen Erzeugung von synthetischen Energieträgern über Elektrolyse-technologien wird in allen Modellrechnungen die Option berücksichtigt, diese Energieträger aus dem Ausland zu importieren. Die Entwicklung der Preise für diese Energieträger wurde aus einer Studie entnommen, die für das Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) erstellt wurde [15]<sup>11</sup>.

<sup>11</sup> Die dabei zugrunde liegenden Preise wurden für eine Produktion in Nordafrika abgeschätzt und enthalten neben Anlagenkosten auch Kosten für die Abscheidung von Kohlenstoff aus Luft (wenn notwendig) sowie den Transport der jeweiligen Energieträger nach Deutschland mittels Tankerschiffen (ggf. inkl. Verdichtung und Verflüssigung). Weitere Transaktionskosten oder Kosten, die sich aus der politischen (In-) Stabilität der Exportländer ergeben könnten, wurden bei dieser Untersuchung nicht berücksichtigt. Daten zur Kostenentwicklung für die jeweiligen Energieträger finden sich im Anhang zur Studie, die über das Internet abrufbar ist.

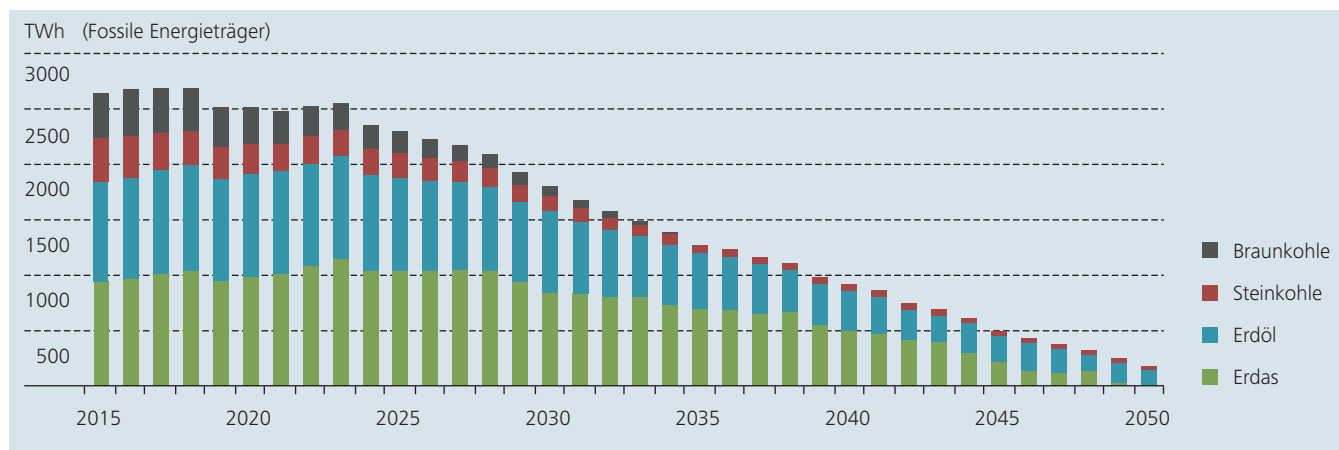


Die Möglichkeit zum Import synthetischer Energieträger wird in allen Szenarien genutzt, wenn auch die jeweiligen Mengen stark variieren. Der Import von synthetischen Energieträgern ersetzt jedoch nicht vollständig eine inländische Erzeugung sondern stellt eine zusätzliche Maßnahme dar. Es erweist sich demnach als sinnvoll, sowohl erneuerbare synthetische Energieträger im Inland herzustellen als auch diese zu importieren. Die geringeren Volllaststunden beim Betrieb der Anlagen im Inland werden durch den im vorherigen Abschnitt beschriebenen systemischen Nutzen überkompensiert. Der Nutzen der inländischen Elektrolyseure (siehe. Abbildung 9) liegt nicht nur in der Bereitstellung CO<sub>2</sub>-neutraler Energieträger, sondern auch in deren Fähigkeit, erneuerbaren Strom in größerem Maße sinnvoll zu nutzen.

**Abbildung 12:**  
**Verlauf des Imports von synthetischen Energieträgern, die mittels Elektrolyse und Weiterkonversion des Wasserstoffs aus erneuerbarem Strom im Ausland hergestellt wurden, für die vier Szenarien und den Zeitraum 2020 bis 2050.**

Im Szenario *Referenz* erreichen die importierten Mengen einen Höchstwert von 150 TWh pro Jahr, im Szenario *Suffizienz* mit rund 75 TWh lediglich die Hälfte. In den Szenarien *Inakzeptanz* und *Beharrung* liegen die importierten Mengen dagegen mit mehr als 300 TWh bzw. 500 TWh deutlich höher. Der Import synthetischer Brennstoffe sollte trotz der unterschiedlich hohen Importmengen in den Szenarien im Verhältnis zum Rückgang der Nutzung fossiler Energieträger betrachtet werden. Abbildung 13 zeigt beispielhaft für das Szenario *Referenz* die Menge an genutzten fossilen Energieträgern für den Zeitraum von 2020 bis 2050.

Im Jahr 2018 wurden in Deutschland rund 2700 TWh fossile Brennstoffe verwendet [28]. Der Großteil davon sind Erdgas, Mineralöl und Steinkohle und Braunkohle. Durch den Mangel an inländischen Ressourcen sowie den Ausstieg aus der Förderung von Steinkohle werden diese Energieträger fast ausschließlich aus dem Ausland importiert [29]. Um die vorgegebene Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen zu erreichen, nimmt der Import fossiler Energieträger kontinuierlich ab und erreicht im Szenario *Referenz* einen Wert von knapp 200 TWh im Jahr 2050, was rund 7 % der heute importierten Menge entspricht. Dies zeigt, dass der Umbau des Energiesystems neben der Einhaltung der klimapolitischen Vorgaben auch die Energieabhängigkeit Deutschlands von anderen Ländern wesentlich reduziert.

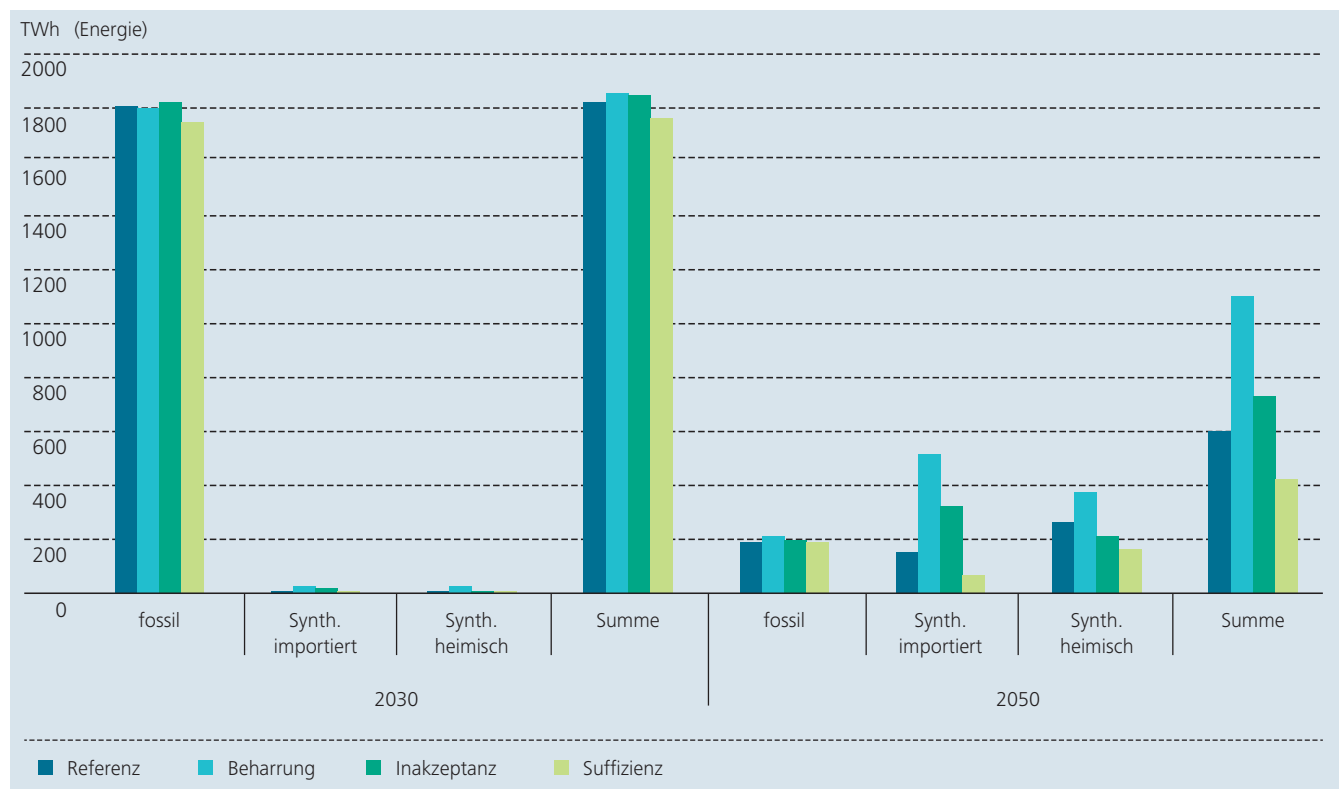


**Abbildung 13:**  
Verwendung von fossilen  
Energieträgern von 2015 bis  
2050 für das Szenario Referenz. Der Großteil davon wird importiert.

Die Gesamtmenge und Herkunft stofflicher Energieträger für die Jahre 2030 und 2050 und die vier Szenarien zeigt Abbildung 14.

Im Jahr 2030 überwiegt in allen vier Szenarien der Anteil fossiler Energieträger. Der Anteil von synthetischen Energieträgern, die unter Nutzung erneuerbarem Stroms – sei es im Ausland oder im Inland – hergestellt werden, ist noch sehr klein. Im Jahr 2050 sind die Unterschiede dagegen sowohl in der Gesamtmenge als auch in der Herkunft für die vier Szenarien deutlich größer. Dabei hat der fossile Anteil in allen Szenarien einen sehr ähnlichen Wert von rund 200 TWh, der durch die als Randbedingung vorgegebenen CO<sub>2</sub>-Emissionen weitgehend festgelegt ist. Die Mengen synthetisch hergestellter Energieträger (heimisch und Importe) liegen dagegen zwischen rund 230 TWh im Szenario *Suffizienz* und fast 890 TWh im Szenario *Beharrung*. Letzteres ist durch den hohen Bestand an Verbrennungstechniken für Wärmebereitstellung und Verkehr bedingt, der in diesem Szenario auch im Jahr 2050 noch genutzt wird.

**Abbildung 14 Zusammensetzung stofflicher Energieträger und deren Herkunft für die vier untersuchten Szenarien in den Jahren 2030 und 2050.**





## 3.2

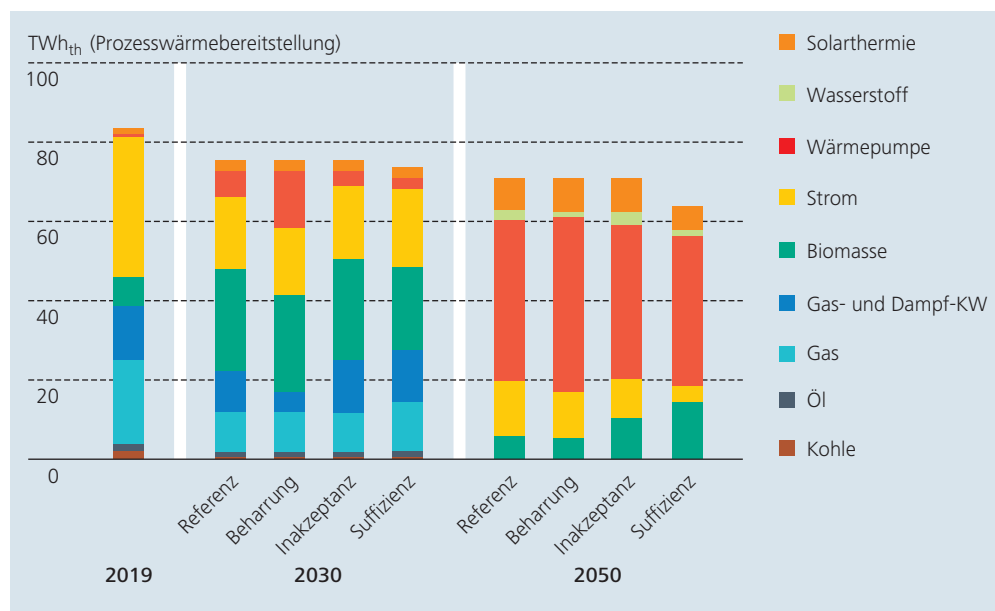
### Sektorspezifische Auswertung

In diesem Kapitel werden die Verbrauchssektoren Prozesswärme, Verkehr sowie Gebäudewärme für die vier untersuchten Szenarien näher analysiert.

#### 3.2.1 Industrielle Prozesswärme

Im Jahr 2018 entfielen 565 TWh<sub>th</sub> auf die Bereitstellung von Prozesswärme, was rund 30 % des deutschen Endenergiebedarfs entspricht. Mit einem Anteil von rund 90 % am Verbrauch hat die Industrie hierbei eine zentrale Rolle [5]. Abhängig vom jeweiligen Gewerbe und den dort angewendeten Prozessen schwankt das erforderliche Temperaturniveau von 100°C und niedriger bis hin zu Prozessen, die mehrere tausend Grad Celsius erfordern [19]. Aufgrund dieser hohen Temperaturspanne kommen je nach Temperaturbereich unterschiedliche Technologien für die Bereitstellung von Prozesswärme in Frage. Für die Rechnungen sowie die Ergebnisauswertung wurde der Prozesswärmebedarf in drei Segmente unterteilt. Das **Niedertemperatursegment** reicht bis 100°C und umfasst Prozesse wie Pasteurisieren, Bleichen, Färben und Waschen im Textilgewerbe sowie Blanchieren, Brühen, Kochen und Räuchern im Ernährungsgewerbe. Das **mittlere Temperatursegment** umfasst den Bereich von 100°C bis 500°C. Typische Prozesse in diesem Temperaturbereich sind Destillieren in der chemischen Industrie, Pressen im Holzgewerbe, Backen im Ernährungsgewerbe sowie branchenübergreifend Trocknungsprozesse. Im **Hochtemperatursegment** enthalten sind alle industriellen Prozesse mit Temperaturniveaus ab 500°C. Besonders energieintensiv sind in diesem Segment – in aufsteigender Reihenfolge – die chemische Industrie, die Verarbeitung von Glas, Keramik, Steinen und Erden sowie die Metallerzeugung und -bearbeitung.

In Abbildung 15 ist die Zusammensetzung der Prozesswärmebereitstellung für das Niedertemperatursegment, aufgeteilt für die Jahre 2030 und 2050, für die vier Szenarien dargestellt.



**Abbildung 15:**  
Prozesswärmebereitstellung  
nach Technologieoptionen im  
Niedertemperatursegment (bis  
100 °C) für die Jahre 2030 und  
2050 für die vier untersuchten  
Szenarien.

Das **Niedertemperatursegment** ist für rund 18 % des gesamten Prozesswärmebedarfs in Deutschland verantwortlich [3], und der Endenergiebedarf betrug im Jahr 2018 102 TWh<sub>th</sub>. Dies entspricht einem Nutzwärmebedarf von etwa 81 TWh<sub>th</sub>. Es wird angenommen, dass dieser im Jahr 2030 75 TWh<sub>th</sub> beträgt und bis 2050 auf rund 70 TWh<sub>th</sub> sinkt. Diese Reduktion folgt der Annahme, dass durch den Einsatz der jeweils besten zur Verfügung stehenden Technologie (BAT - Best Available Technology) jährliche Effizienzgewinne von im Mittel 0,5 % erzielt werden können. Im Szenario *Suffizienz* wird darüber hinaus ein leichter Konsum- und damit Produktionsrückgang angenommen, wodurch sich die Prozesswärmefachfrage um weitere 0,25 %/a reduziert.

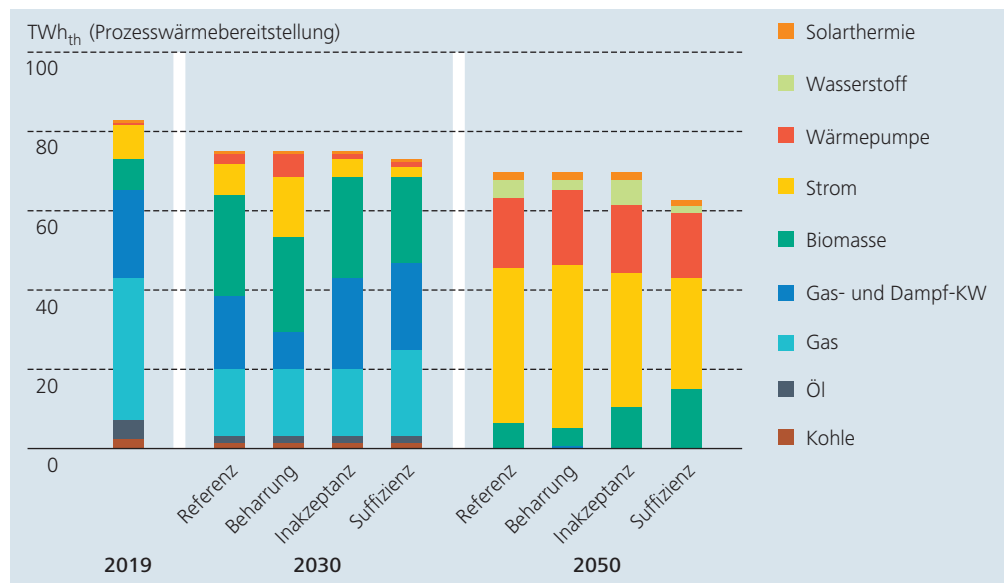
Trotz der unterschiedlichen Szenarioannahmen lässt sich für die Bereitstellung der Prozesswärme ein ähnlicher Trend hinsichtlich der Technologiezusammensetzung feststellen. Während in 2030 noch verschiedenste Technologien zur Wärmebereitstellung verwendet werden, werden im Zeitverlauf von 2030 bis 2050 konventionelle, auf Verbrennung basierende Technologien von CO<sub>2</sub>-ärmeren Alternativen verdrängt. So kommen in 2050 nahezu nur noch Solarthermie, Wärmepumpen sowie Elektroden- und Wasserstoffkessel zum Einsatz, wovon Wärmepumpen den größten Anteil ausmachen (siehe Abbildung 15).

Ab 2030 nimmt der Anteil der Wärmepumpen stark zu und beträgt in 2050 im Niedertemperatursegment knapp 60 %. Ein Grund für diese Entwicklung ist deren durchschnittliche Arbeitszahl von 2,5, wodurch (im Vergleich zu einem konventionellen Heizkessel) ein geringerer Endenergieverbrauch erzielt wird. Dieser Faktor fällt bei einem ambitionierteren Emissionsreduktionsziel zunehmend ins Gewicht. Neben Wärmepumpen stellen andere strom- oder wasserstoffbasierte Technologien Niedertemperatur-Prozesswärme bereit. Beide Optionen profitieren indirekt von einem Anstieg an erneuerbarem Strom im System und der damit verbundenen Absenkung des CO<sub>2</sub>-Faktors von Strom (siehe Tabelle 3). Erneuerbare Wärme wird auch über Solarthermieranlagen bereitgestellt. Deren Beitrag steigt über den Zeitverlauf kontinuierlich an und beträgt in 2050 im Schnitt der Szenarien rund 11 %.

Der Verbrauch im **mittleren Temperatursegment** (100 °C – 500 °C) macht heute 18 % der gesamten Prozesswärmefachfrage aus. Die Wärmebereitstellung der Technologien ist in 2030 und 2050 für die vier Szenarien in Abbildung 16 dargestellt.

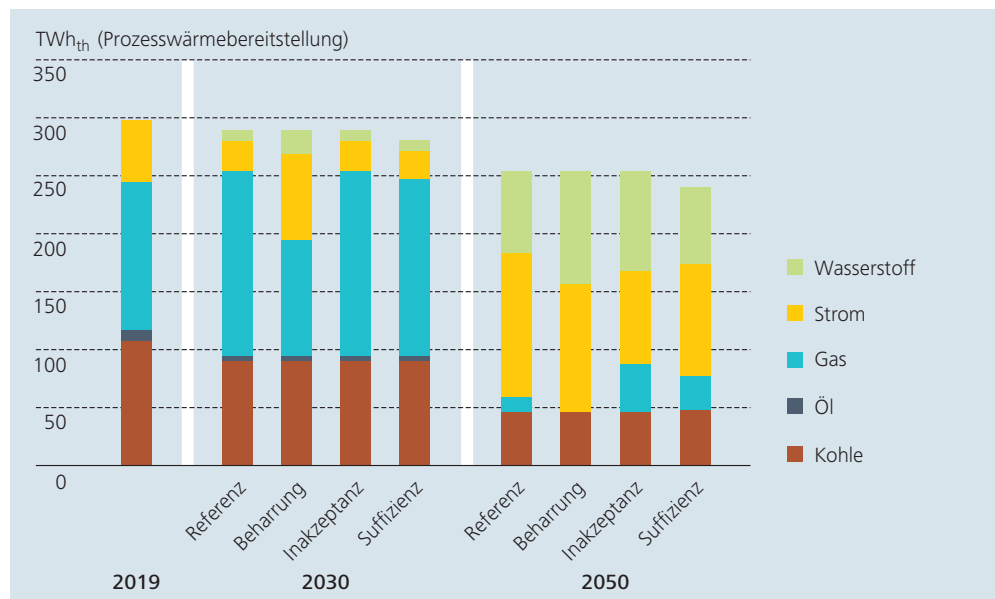
Auch in diesem Temperatursegment zeigt sich über den Zeitverlauf bis zum Jahr 2050 eine Verdrängung der konventionellen, brennstoffbasierten Technologien. Anstelle von Öl- und Gaskesseln werden zunehmend CO<sub>2</sub>-ärmere Varianten eingesetzt, wie beispielsweise die Verbrennung von Biomasse. Dieses Ergebnis stellt einen wesentlichen Unterschied zur Bereitstellung im Sektor Raumwärme und Trinkwarmwasser dar, wo Biomasse in 2050 kaum

**Abbildung 16:**  
Prozesswärmebereitstellung  
nach Technologieoptionen im  
mittleren Temperatursegment  
(100 – 500 °C) für 2030 (links)  
und 2050 (rechts) für die vier  
untersuchten Szenarien.



mehr verwendet wird. Gleichzeitig nimmt die Nutzung von Strom zur Prozesswärmebereitstellung über Heizelemente zu. Dieser Wechsel betrifft zum Beispiel die Bereitstellung von Dampf- und Heißwasser, wo heute in der Regel brennstoffbasierte Wärmeerzeuger eingesetzt werden, und wo ein großes Potenzial zur Elektrifizierung besteht. Die Zunahme der indirekten und direkten Stromverwendung insbesondere über den Einsatz von Wasserstoff, Elektrodenkessel und Wärmepumpen zeigt sich in Abbildung 16. Bei Wärmepumpen für den Einsatz in der Industrie wurde die Annahme getroffen, dass diese aufgrund der Entwicklung geeigneter Kältekreise in 2030 in der Lage sind, Prozesswärme bis 180°C bereit zu stellen, bis 2050 auch Prozesswärme bis 300°C [30, 31].

Das dritte Temperatursegment beschreibt Prozesse ab 500 °C und weist mit 64 % den höchsten Anteil am gesamten Prozesswärmebedarf auf [3]. Die Technologiezusammensetzung für die Wärmebereitstellung in diesem Segment ist in Abbildung 17 dargestellt.



**Abbildung 17:**  
Prozesswärmebereitstellung  
nach Technologieoptionen  
im Hochtemperatursegment  
(ab 500°C).

Aufgrund der höheren Temperaturanforderungen können im Hochtemperatursegment ausschließlich Brennstoff-betriebene Kessel eingesetzt werden. Wärmepumpen, solarthermische Anlagen, Biomassekessel und Abwärme aus Kraft-Wärme-Kopplung spielen deshalb in diesem Bereich keine Rolle. Entsprechend zeigt sich insbesondere in 2030 noch ein hoher Anteil an Gas-Kesseln, welche in 2050 allerdings größtenteils durch Wasserstoffkessel und Elektroöfen ersetzt werden. Gleichzeitig nehmen Kohle-Kessel über den Zeitverlauf ab. Diese werden hauptsächlich für die Herstellung von Rohstahl eingesetzt. Der Stahlherstellungsprozess wird im Modell über die Primär- und Sekundärroute abgebildet. In der Primärroute bzw. der Hochofenroute wird unter Verwendung von Koks-kohle das Eisenerz reduziert und hochqualitativer Stahl hergestellt. Im Jahr 2030 wird für diesen Prozess ein Kohlebedarf von rund 90 TWh (rund 30 Mio. t CO<sub>2</sub>) und in 2050 von etwa der Hälfte (rund 15 Mio. t CO<sub>2</sub>) angenommen. In der Sekundärroute wird Stahl aus Stahlschrott mithilfe von Elektrolichtbogenöfen hergestellt. Es wird angenommen, dass der so bereitgestellte Stahl bis 2050 ein Drittel des Primärstahls ersetzt. Grund für diese Beschränkung ist zum einen die Verfügbarkeit von Stahlschrott und zum anderen die Tatsache, dass in diesem Verfahren bestimmte Stahlqualitäten nicht hergestellt werden können. Ein weiteres Drittel des kohlenstoffintensiven Primärstahlherstellungsprozesses wird durch einen zunehmenden Einsatz von Wasserstoff substituiert [32].

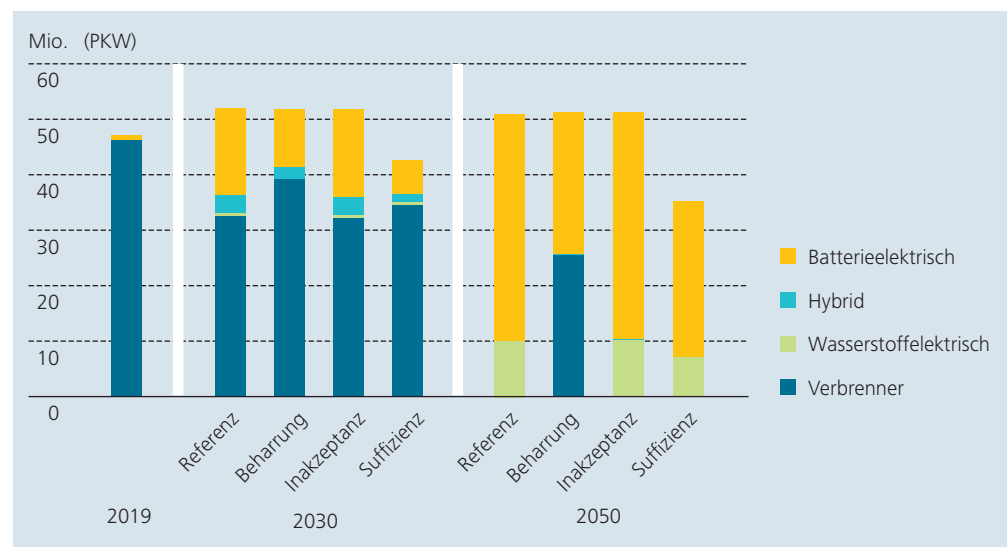
Über alle drei Temperatursegmente hinweg zeichnet sich im Sektor Prozesswärme ein Wandel von konventionellen Technologien hin zu strombasierten Technologien in Form von direkter Nutzung (Wärmepumpen und elektrische Kessel) oder indirekter Nutzung (wasserstoff- und methanbasierte Prozesse) ab. Elektrische Prozesswärmetechniken bieten neben der Nutzung von erneuerbarem Strom weitere Vorteile. Dazu zählt, dass vergleichsweise einfach hohe Temperaturniveaus gewährleistet werden können und sich dabei eine exakte örtliche und zeitliche Erwärmung erzielen lässt, wodurch Verluste verringert werden können. Auf lokaler Ebene bieten diese Techniken zudem den Vorteil, dass keine Lärmbelastung und Emissionen entstehen.

### 3.2.2 Verkehr

Mit einem Endenergiebedarf von 768 TWh im Jahr 2017 [33] emittierte der Verkehrssektor in Deutschland rund 168 Mio. t CO<sub>2</sub> [34]. In den Modellrechnungen wird angenommen, dass der Energiebedarf der Binnenschifffahrt, des Flugverkehrs und des brennstoffbasierten Schienenverkehrs aufgrund ihrer höheren Energiedichte auch weiterhin durch flüssige Brennstoffe gedeckt wird. Die Absenkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in diesen Anwendungsbereichen erfolgt daher durch die Verwendung eines steigenden Anteils CO<sub>2</sub>-neutraler flüssiger Energieträger wie beispielsweise Biodiesel oder synthetische Energieträger. Im straßengebundenen Verkehr besteht darüber hinaus die Möglichkeit eines »Fuel-Switches« durch die Wahl verschiedener Antriebstechnologien. Der motorisierte Individualverkehr und der straßengebundene Lastgüterverkehr werden jeweils durch sieben unterschiedliche Antriebskonzepte abgebildet. Damit ist es im Optimierungsverlauf möglich, den Verbleib bei konventionellen Antrieben oder den Wandel hin zu alternativen Antrieben zu analysieren.

#### Motorisierter Individualverkehr

Für die Transformation des motorisierten Individualverkehrs hat sich die Bundesregierung das Ziel gesetzt, die Anzahl von Elektrofahrzeugen auf Deutschlands Straßen auf bis zu 10 Mio. Fahrzeuge im Jahr 2030 zu erhöhen [27]. Nach Daten des Kraftfahrtbundesamtes lag deren Anteil an allen Neuzulassungen in 2018 noch bei rund einem Prozent [35]. Um das gesetzte Ziel für 2030 von 7 bis 10 Mio. Elektrofahrzeugen zu erreichen, müsste dieser Anteil über die nächsten zehn Jahre auf durchschnittlich 23 % bis 33 % aller Neuzulassungen ansteigen<sup>12</sup>. In den Modellrechnungen werden die Ziele der Bundesregierung außer im Szenario *Suffizienz* überschritten. Die aus den Rechnungen resultierende Anzahl der Fahrzeuge je Antriebstechnologie ist für die Jahre 2030 und 2050 für die vier untersuchten Szenarien in Abbildung 18 dargestellt.



**Abbildung 18:**  
Verwendete Antriebstechnologien im PKW-Bereich für die vier untersuchten Szenarien in den Jahren 2030 und 2050.

<sup>12</sup> Hochrechnung unter der Annahme einer durchschnittlichen Neuzulassung von 3,4 Mio. Fahrzeugen pro Jahr

Während heute nahezu der gesamte Fahrzeugpark von rund 47 Mio. Fahrzeugen auf Verbrennungsmotoren basiert, die mit einem Kraftstoff aus überwiegend fossilen Energieträgern betrieben werden, ist deren Anzahl in 2030 im Szenario *Referenz* mit 33 Mio. Fahrzeugen deutlich geringer. Dieser Rückgang wird hauptsächlich durch batterieelektrische Fahrzeuge kompensiert, wovon im Jahr 2030 in etwa 15 Mio. Fahrzeuge in Betrieb sind. Hinzu kommen weitere ca. 3 Mio. Hybridfahrzeuge sowie 540.000 wasserstoffelektrische Fahrzeuge. Diese Zahlen entsprechen einer durchschnittlichen jährlichen Neuzulassung für den Zeitraum von 2020 bis 2030 von etwa 1,5 Millionen batterieelektrischen Fahrzeugen sowie 300.000 Hybridfahrzeugen und 50.000 wasserstoffelektrischen Fahrzeugen. Bei aktuell etwa 3,4 Millionen Neuzulassungen pro Jahr [36] würden die Neuzulassungen batterieelektrischer Fahrzeuge damit im Mittel der nächsten 10 Jahre rund 44 % ausmachen. Die Modellergebnisse weisen darauf hin, dass das Ziel der Bundesregierung von 7 - 10 Mio. batterieelektrischen Fahrzeugen im Jahr 2030 vermutlich nicht ausreicht, um die Klimaschutzziele kostenoptimiert zu erreichen. Bis 2050 steigt die Anzahl batterieelektrischer Fahrzeuge auf 40 Mio. an. Da den Annahmen folgend in den Szenarien *Referenz*, *Beharrung* und *Inakzeptanz* maximal 80 % aller Fahrzeuge batterieelektrisch betrieben werden können (siehe Fußnote in Abschnitt 2.3), basiert der verbleibende Anteil der Verkehrsflotte im Szenario *Referenz* im Jahr 2050 auf wasserstoffelektrischen Fahrzeugen. Hierdurch findet bei einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 95 % im Vergleich zu 1990 eine vollständige Verdrängung von Verbrennungsmotoren im motorisierten Individualverkehr statt.

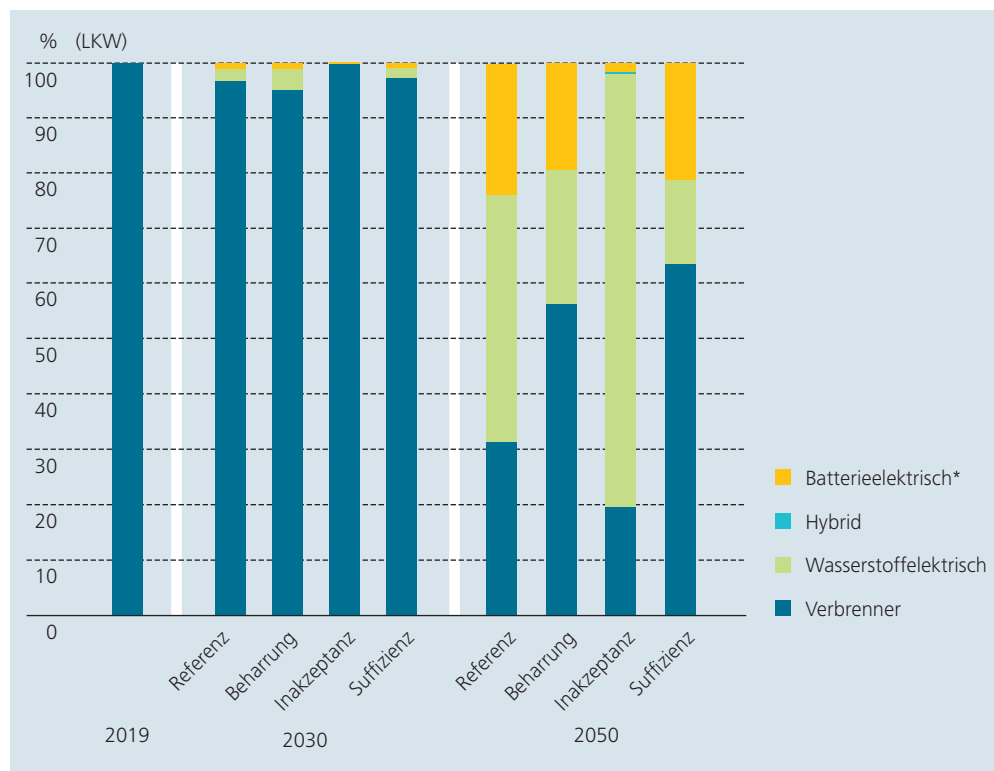
Der Trend des Szenarios *Referenz* im Jahr 2030 bestätigt sich im Wesentlichen auch im Szenario *Inakzeptanz*. Aufgrund der Annahme im Szenario *Beharrung*, dass mindestens 50 % der Neuzulassungen Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor sind, ist der Anteil batterieelektrischer Fahrzeuge hier im Jahr 2030 etwas und im Jahr 2050 merklich geringer. Gleichzeitig sind auch im Jahr 2050 noch viele Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor in Betrieb. Diese Fahrzeuge werden überwiegend mit CO<sub>2</sub>-neutralen, flüssigen Kraftstoffen betrieben (siehe Tabelle 4). Um diese Kraftstoffe bereitzustellen sind, wie in Kapitel 3.1.4 ausgeführt, sowohl die vergleichsweise größte installierte Leistung an Power-to-Fuel Anlagen erforderlich als auch der vergleichsweise höchste Import synthetischer Kraftstoffe. Im Szenario *Suffizienz* hingegen führt der angenommene Verbrauchsrückgang (Rückgang an Fahrzeugen und an gefahrenen Personenkilometern) dazu, dass eine Umstellung des motorisierten Individualverkehrs in 2030 noch nicht im gleichen Umfang erforderlich ist, um die gesetzten CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele zu erreichen. Entsprechend findet in diesem Szenario die Umstellung hin zu Batterie- und Wasserstoffantrieben erst zu einem späteren Zeitpunkt statt.

In den Szenarien *Referenz*, *Suffizienz* und *Inakzeptanz* spielen strombasierte Antriebskonzepte eine große Rolle bei der Transformation des Energiesystems. Neben der höheren Effizienz batterieelektrischer und wasserstoffelektrischer Antriebe im Vergleich zu Verbrennungsmotoren bieten beide Konzepte ein Flexibilitätspotenzial für das Energiesystem. Bei batterieelektrischen Fahrzeugen erfolgt dies durch das systemdienliche Laden (Grid-to-Vehicle) oder Entladen (Vehicle-to-Grid) der Fahrzeugbatterie. Wasserstoffelektrische Fahrzeuge eröffnen zudem die Möglichkeit einer Verschiebung von Energiemengen über längere Zeiträume bis hin zu saisonaler Verschiebung. So kann beispielsweise im Sommer für die Herstellung von Wasserstoff genutzter Strom aus erneuerbaren Energien in den Wintermonaten verbraucht werden.

### **Straßengebundener Lastverkehr**

Analog zum motorisierten Individualverkehr wird die Verteilung der Antriebstechnologien im straßengebundenen Lastverkehr für alle vier Szenarien optimiert. Im Szenario *Suffizienz* wird von einem Rückgang der Fahrleistung bzw. der gefahrenen Tonnenkilometer um 21 % in 2050 bezogen auf heute ausgegangen (siehe Kapitel 2.3).

**Abbildung 19:**  
**Anteil der Antriebskonzepte**  
**(normiert auf Fahrleistung) im**  
**LKW-Bereich für die vier un-**  
**tersuchten Szenarien in 2030**  
**und 2050. Batterieelektrisch\*:**  
**rein batteriebasierte Antriebe**  
**einschl. Oberleitungs-LKW,**  
**mit Ausnahme des Szenarios**  
**Inakzeptanz, in dem keine**  
**Oberleitungs-LKW betrachtet**  
**werden.**



Verglichen mit dem motorisierten Individualverkehr erfolgt die Umstellung des Lastgüterverkehrs von konventionellen hin zu alternativen Antrieben in geringerem Umfang. So stellen Verbrennungsmotoren in 2030 weiterhin über alle Szenarien hinweg die dominante Antriebstechnologie dar. Der Anteil der Fahrleistung durch wasserstoffelektrische Fahrzeuge ist in 2030 in allen Szenarien noch sehr gering. Im Jahr 2050 ist bei allen Szenarien eine Zunahme alternativer Antriebstechnologien zu erkennen, wobei konventionelle Verbrennungsmotoren immer noch eine große Rolle spielen. Den Modellergebnissen folgend ist es zur Reduktion der Emissionen sinnvoller, einen Teil der Fahrzeuge nicht umzustellen und sie stattdessen über CO<sub>2</sub>-neutrale Kraftstoffe zu betreiben (siehe Tabelle 4). So werden im Szenario *Referenz* in 2050 rund 56 % der Fahrleistung durch konventionelle Antriebstechnologien gedeckt. Weitere 24 % der Fahrleistung werden durch wasserstoffelektrische Fahrzeuge gedeckt, gefolgt von oberleitungsgebundenen LKW (knapp 20 %). Im Unterschied zu batterieelektrischen Fahrzeugen im motorisierten Individualverkehr wird angenommen, dass oberleitungsgebundene LKW nicht netzdienlich betrieben werden können. Stattdessen orientiert sich ihr Ladeverhalten an hinterlegten Fahrprofilen.

Aufgrund der im Szenario *Inakzeptanz* angenommenen mangelnden Akzeptanz für große Infrastrukturmaßnahmen wurde hier der Einsatz oberleitungsgebundener LKW ausgeschlossen. Eine reine Batterienutzung wurde für kleinere Liefer-LKW (z.B. für Paketzustellung) und Stadtbusse betrachtet, allerdings nicht für gewerbliche LKW, die große Reichweiten abdecken. Obwohl auch in diesem Bereich vielversprechende Entwicklungen getestet werden, ist die Datengrundlage aktuell noch unzureichend, sodass diese Konzepte hier nicht berücksichtigt wurden. Dies führt zu einer intensiven Nutzung von Wasserstoff im Schwerlastverkehr im Szenario *Inakzeptanz*.

Die Zusammensetzung flüssiger Kraftstoffe für den gesamten straßengebundenen Verkehr zeigt Tabelle 4. In 2030 dominieren in allen Szenarien fossile Kraftstoffe bzw. Kraftstoffanteile; dabei ist wichtig zu erwähnen, dass in den Modellrechnungen keine verpflichtende Beimischung von Biokraftstoffen angenommen wurde. Für das Jahr 2050 ist ein stärkerer Unterschied im Vergleich der Szenarien zu beobachten. Während bei den Szenarien *Referenz*, *Inakzeptanz* und *Suffizienz* fossile Kraftstoffe immer noch rund 50 % ausmachen, liegt der entsprechende Wert für das Szenario *Beharrung* deutlich niedriger.

Insgesamt zeigt sich, dass ein erheblicher Anteil der fossilen Energieträger, die bei Szenarien mit einer Absenkung energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen um 95 % noch verfügbar sind, im Schwerlastverkehr genutzt werden.

**Tabelle 4: Zusammensetzung flüssiger Kraftstoffe für den Verkehr in 2030 und 2050 für die vier untersuchten Szenarien (Individualverkehr und Lastverkehr sowie Luftfahrt, Binnenschifffahrt und brennstoffbasierter Schienenverkehr).**

|      | Zusammensetzung flüssige Kraftstoffe in % | Fossil | Power-to-Fuel | Biomasse |
|------|---|--------|---------------|----------|
| 2030 | Referenz                                  | 100%   | 0%            | 0%       |
|      | Beharrung                                 | 99%    | 1%            | 0%       |
|      | Inakzeptanz                               | 95%    | 0%            | 5%       |
|      | Suffizienz                                | 94%    | 0%            | 6%       |
| 2050 | Referenz                                  | 56%    | 19%           | 25%      |
|      | Beharrung                                 | 9%     | 83%           | 8%       |
|      | Inakzeptanz                               | 52%    | 23%           | 25%      |
|      | Suffizienz                                | 49%    | 12%           | 39%      |

### 3.2.3 Gebäudewärme

Die Bereitstellung von Raumwärme und Trinkwarmwasser machte im Jahr 2018 in Deutschland rund 30 % des gesamten Endenergieverbrauchs aus. Eine wesentliche Maßnahme zur Reduktion der Emissionen in diesem Bereich ist die Absenkung des Wärmebedarfs. Dies kann durch die energetische Sanierung der Gebäudehülle von Bestandsgebäuden sowie durch eine Abnahme der beheizten Wohnfläche erreicht werden. Dies würde Verhaltensänderungen voraussetzen, die sich z.B. in einer Abnahme der spezifischen (auf die Einwohnerzahl bezogenen) Wohnfläche niederschlagen. Die zweite wichtige Maßnahme im Gebäudebereich ist der Einsatz von Heizungstechniken mit niedrigeren spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen. Nachfolgend werden die Ergebnisse für den Einsatz dieser Maßnahmen für die vier untersuchten Szenarien dargestellt.

#### Energetische Gebäudesanierung

Die energetische Sanierung des Gebäudebestandes wird im Modell durch drei unterschiedliche Sanierungstiefen abgebildet. »Unsanziert« basiert auf dem Ist-Zustand unsanierter Gebäude aus dem Jahre 2011. Die Sanierungstiefe »Vollsanziert« orientiert sich an den Vorgaben der Energieeinsparverordnung (EnEV) und »Vollsanziert-Plus« am Passivhaus-Standard [37, 38]. Wie viele Gebäude pro Jahr energetisch modernisiert werden, stellt ein Optimierungsergebnis dar (außer beim Szenario *Beharrung*). Im Szenario *Beharrung* wurde neben anderen Einschränkungen definiert, dass pro Jahr maximal ein Prozent des Gebäudebestandes saniert werden kann. In den anderen drei Szenarien hingegen kann die Sanierungsrate frei bestimmt werden. Die Anzahl an unsanierten oder energetisch modernisierten Gebäuden beeinflusst direkt den zu deckenden Nutzwärmebedarf. In Tabelle 5 ist eine Übersicht der entsprechenden Wärmebedarfe und des Anteils sanierter Gebäude für die vier untersuchten Szenarien in den Jahren 2030 und 2050 zusammengefasst. Zudem ist die durchschnittliche Sanierungsrate über den analysierten Betrachtungszeitraum angegeben.



**Tabelle 5: Nutzenergiebedarf für Raumwärme und Trinkwarmwasser für die vier betrachteten Szenarien. Der Bedarf hängt neben dem Sanierungsgrad vom jeweils berücksichtigten Datensatz (Wetterjahr) ab.**

|             | Nutzwärmebedarf<br>in TWh <sub>th</sub> |      | Anteil sanierter Gebäude<br>in % |      | Sanierungsrate<br>in % |
|-------------|---|------|----------------------------------|------|------------------------|
|             | 2030                                    | 2050 | 2030                             | 2050 | 2020-2050              |
| Referenz    | 725                                     | 604  | 51                               | 79   | 1,4                    |
| Beharrung   | 720                                     | 631  | 52                               | 74   | 1,0                    |
| Inakzeptanz | 726                                     | 593  | 51                               | 83   | 1,5                    |
| Suffizienz  | 759                                     | 576  | 43                               | 88   | 1,7                    |

Die Ergebnisse zeigen, dass die energetische Sanierung von Gebäuden in allen Szenarien Teil der Transformation des Energiesystems ist. Demnach liegt der Anteil sanierter Gebäude in 2030 zwischen 43 % und 52 % (heute rund 40 %). Trotz dieser Zunahme kann der Nutzwärmebedarf bis zum Jahr 2030 nur geringfügig abgesenkt werden. Dies kann unter anderem auf die über die Jahre steigende Anzahl an Gebäuden zurückgeführt werden. Außerdem wurde in den Simulationen mit unterschiedlichen Datensätzen (Wetterjahren) gearbeitet, und der für das Jahr 2030 verwendete Datensatz zeichnete sich durch eine vergleichsweise niedrige mittlere Außentemperatur und vergleichsweise geringe solare Einstrahlung aus, so dass ein vergleichsweise hoher Raumwärmebedarf resultiert. Aufgrund der Annahmen zum Verbrauchsrückgang zeigt sich im Szenario *Suffizienz* auch für den Gebäudesektor, dass die CO<sub>2</sub>-Minderungsziele durch eine im Vergleich zu anderen Szenarien geringere Anstrengung erreicht werden können. Dies spiegelt sich am geringeren Anteil sanierter Gebäude im Jahr 2030 wieder.

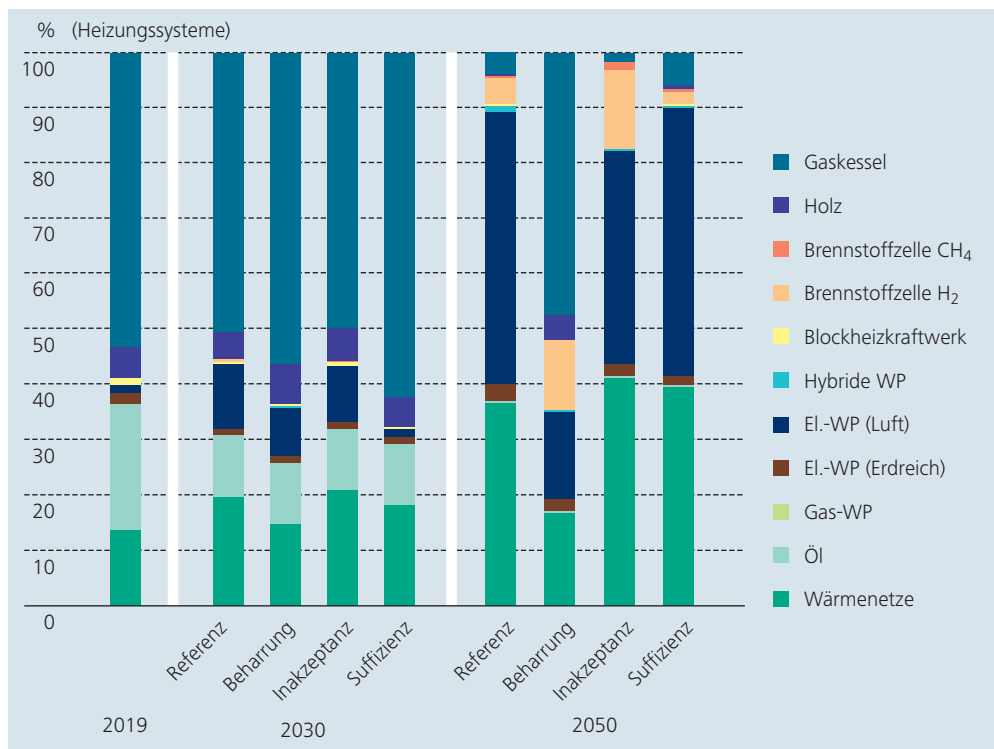
Ein anderes Bild ergibt sich für das Jahr 2050. Hier wird im Szenario *Suffizienz* der höchste Anteil an Gebäuden saniert. Dies folgt der Annahme in diesem Szenario, dass in Politik und Bevölkerung starke Anstrengungen unternommen werden, um durch eine Reduktion des Energieverbrauchs Emissionen abzusenken. Dafür wurde angenommen, dass im Zeitraum 2030 bis 2040 die minimale Sanierungsrate auf zwei Prozent pro Jahr ansteigt. Dadurch ergibt sich innerhalb der vier dargestellten Szenarien die größte Reduktion des Nutzwärmebedarfs. Im Szenario *Referenz* ergibt die Modellrechnung dagegen ein Anheben der Sanierungsrate bis auf das Doppelte von heute und im Durchschnitt über den Betrachtungszeitraum resultiert ein Wert von 1,4 %. Ähnlich gestaltet sich die Entwicklung im Szenario *Inakzeptanz*, in dem aufgrund der Einschränkungen in anderen Sektoren eine etwas höhere Sanierungsrate erzielt wird. Im Szenario *Beharrung* bleibt die Sanierungsrate auch nach 2030 per Annahme auf einem Wert von 1,0 % fixiert. Dadurch ist der Nutzenergiebedarf im Vergleich zum Szenario *Referenz* in 2050 um knapp 30 TWh<sub>th</sub> höher.

Über die vier untersuchten Szenarien hinweg ergibt sich ein konsistentes Bild, welches die Rolle der energetischen Gebäudesanierung hervorhebt. Die Ergebnisse zeigen, dass ein Großteil des Gebäudebestands saniert werden sollte, um das Emissionsreduktionsziel von 95 % gegenüber 1990 kostenoptimal zu erreichen. Die jährliche Sanierungsrate schwankt dabei zwischen rund 1,0 % und 2,1 % und liegt im Mittel der Szenarien *Referenz*, *Suffizienz* und *Inakzeptanz* bei rund 1,6 %.

## Techniken zur Wärmebereitstellung

Die zweite wichtige Maßnahme zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Gebäuden ist der Ersatz heute überwiegend genutzter Kessel, die mit Erdgas oder Heizöl befeuert werden durch Techniken mit niedrigeren spezifischen Emissionen (bezogen auf die bereitgestellte Wärmemenge). Hier sind insbesondere Wärmepumpen von großer Bedeutung, da ein großer Anteil der bereitgestellten Wärme der Umwelt (z.B. Außenluft, Erdreich, Gebäudeabluft) entnommen wird. Eine weitere Möglichkeit besteht in der Nutzung von Biomasse in Pelletkesseln, von Solarthermie-Anlagen oder dem Einsatz von Brennstoffzellen oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die den eingesetzten Energieträger effizienter nutzen als ein Verbrennungskessel.

Der Wärmebedarf von Gebäuden wird im Modell durch einen Wärmeerzeuger oder einen Anschluss an ein Wärmenetz gedeckt. Wärmenetze können durch eine Vielzahl von Techniken mit Wärme versorgt werden. Dazu gehören Großwärmepumpen, Gas- und Dampfkraftwerke mit Wärmeauskopplung (Kraft-Wärme-Kopplung, betrieben je nach aktueller Anforderung wärme- oder stromgeführt), Brennwärtskessel, Solarthermieranlagen und Elektrodenheizkessel. Außerdem besteht die Möglichkeit zur Installation von Großspeichern (Warmwasserspeicher), die einen flexiblen Einsatz der Bereitstellungstechniken eröffnen. Die Zusammensetzung der Techniken zur Wärmebereitstellung für Gebäude ist für die Jahre 2030 und 2050 und die vier Szenarien in Abbildung 20 dargestellt.



**Abbildung 20:**  
Zusammensetzung der Heizungssysteme zur Bereitstellung von Heizwärme und Trinkwarmwasser in Gebäuden für die Jahre 2030 und 2050 für die vier untersuchten Szenarien. Solarthermie und Heizstäbe können zusätzlich genutzt werden, sind hier aber nicht mit dargestellt (WP: Wärmepumpe).

Die heutige Bereitstellung von Raumwärme und Trinkwarmwasser erfolgt primär durch Öl- und Gaskessel, welche in Summe rund drei Viertel aller Wärmeerzeuger in Deutschland ausmachen. Ihr Anteil nimmt über alle Szenarien hinweg ab und beträgt in 2030 für das Szenario *Referenz* noch rund 61 %. Dieser Rückgang wird maßgeblich durch elektrische Wärmepumpen sowie Anschlüsse an das Wärmenetz kompensiert. Im Jahr 2030 wird der Wärmebedarf zu 12 % bzw. 20 % durch diese Techniken gedeckt. Der Anteil an Wärmepumpen und Anschlüssen an Wärmenetze fällt im Szenario *Beharrung* mit 10 % bzw. 15 % geringer aus. Dies ist auf die in Kapitel 2.3 erläuterten Randbedingungen für dieses Szenario zurückzuführen.

Im Jahr 2050 erfolgt die Wärmebereitstellung in den Szenarien *Referenz*, *Suffizienz* und *Inakzeptanz* bei rund 38 % aller Gebäude durch einen Anschluss an Wärmenetze. In 42 % bis 54 % der Gebäude werden elektrische Wärmepumpen installiert. In Summe decken diese Techniken damit einen Großteil des Raumwärme- und Trinkwarmwasserbedarfs. Die Dominanz dieser Technologien in den genannten Szenarien ist im Wesentlichen durch die hohe Wandlungseffizienz von Wärmepumpen bedingt, die auch in Wärmenetzen eine zentrale Technologie darstellen. Die mittlere Jahresarbeitszahl von Wärmepumpen von etwa 3,4 führt dazu, dass eine große Menge an Umweltwärme genutzt wird, was sich auf die resultierenden Emissionen auswirkt. Zudem können Wärmepumpen in Kombination mit thermischen Speichern netzdienlich betrieben werden und damit zum Lastausgleich im Stromsystem beitragen. So kann an sonnen- oder windreichen Tagen Strom aus erneuerbaren Energien genutzt werden, um durch Wärmepumpen das Temperaturniveau im thermischen Speicher anzuheben. Die so gespeicherte Wärme kann in Zeiten niedriger Verfügbarkeit erneuerbarer Energien genutzt werden und somit die Stromlast senken. In Wärmenetzen werden bei niedriger Verfügbarkeit erneuerbarer Energien Gas- und Dampfkraftwerke betrieben, die damit zum Lastausgleich beitragen. Ausgekoppelte Wärme kann bei Bedarf direkt oder ansonsten zur Ladung von großen Wärmespeichern genutzt werden.. Insgesamt erweisen sich multi-modale, also aus verschiedenen Erzeugern gespeiste Wärmenetze in Verbindung mit großen Wärmespeichern als wirkungsvolle Maßnahme zur Flexibilisierung und zum Lastmanagement in verdichteten städtischen Räumen.

Die Nutzung von Biomasse für die Erzeugung von Raumwärme und Trinkwarmwasser spielt im Jahr 2050 nahezu keine Rolle mehr. Aus systemischer Sicht erscheint es kostengünstiger, die Biomasse für die Bereitstellung von Prozesswärme und zur Herstellung von flüssigen Kraftstoffen oder Biogas einzusetzen (siehe Abschnitt 3.2.1 und Tabelle 4 sowie Tabelle 6) und stattdessen bei Raumwärme auf strombasierte Technologien und Fernwärme zu setzen.

Im Szenario *Inakzeptanz* zeigt sich, dass eine Einschränkung des Windenergieausbaus und der damit einhergehende höhere Ausbau von Photovoltaikanlagen zu einem höheren Anteil an wasserstoffbasierten Technologien in den Verbrauchssektoren führt. So werden in 2050 knapp 15 % der Haushalte über eine Brennstoffzellenheizung zur Deckung des Wärmebedarfes (CH<sub>4</sub>- oder H<sub>2</sub>-basiert) versorgt, wodurch gleichzeitig 105 TWh<sub>el</sub> Strom im Jahr 2050 erzeugt werden.

Aufgrund der gesetzten Randbedingungen nehmen konventionelle Wärmeerzeuger im Szenario *Beharrung* auch in 2050 einen Anteil von mindestens 50 % ein, d. h. die Hälfte aller Gebäude wird mit einem Gaskessel beheizt. Der Anteil der Anschlüsse ans Wärmenetz erreicht somit erst im Jahr 2050 das Niveau, welches in den anderen Szenarien bereits im Jahr 2030 erreicht wird. Auch der Anteil der Luft-Wärmepumpen beträgt lediglich 18,5 %. Wegen der gesetzten Randbedingungen können die Emissionen im Vergleich zu den anderen Szenarien deutlich schwerer über eine Reduktion des Nutzwärmebedarfs und über eine Umstellung der Zusammensetzung der Heizungstechniken erreicht werden. Entsprechend muss (ähnlich wie im Verkehrssektor) in größerem Umfang auf CO<sub>2</sub>-neutrale, aus erneuerbaren Energien erzeugte, synthetische Energieträger zurückgegriffen werden (siehe Tabelle 6).

Der nicht durch Wärmepumpen und -netze gedeckte Anteil des Wärmebedarfs wird durch einen Mix aus verschiedenen Wärmeerzeugern geliefert, wobei Gaskessel und Brennstoffzellen den Hauptteil ausmachen. Nur ein kleiner Anteil des hier eingesetzten Gases stammt im Jahr 2050 noch aus fossilen Quellen. So sinken die Emissionen des hierfür eingesetzten Gases durch die Reduktion von fossilem Erdgas und die gleichzeitige Zunahme von Biogas, synthetisch hergestelltem Methan und Wasserstoff. Die Zusammensetzung von netzgebundenen gasförmigen Energieträgern ist in Tabelle 6 für die Jahre 2030 und 2050 angegeben.

**Tabelle 6: Zusammensetzung von netzgebunden gasförmigen Energieträgern in den untersuchten Szenarien für die Jahre 2030 und 2050.**

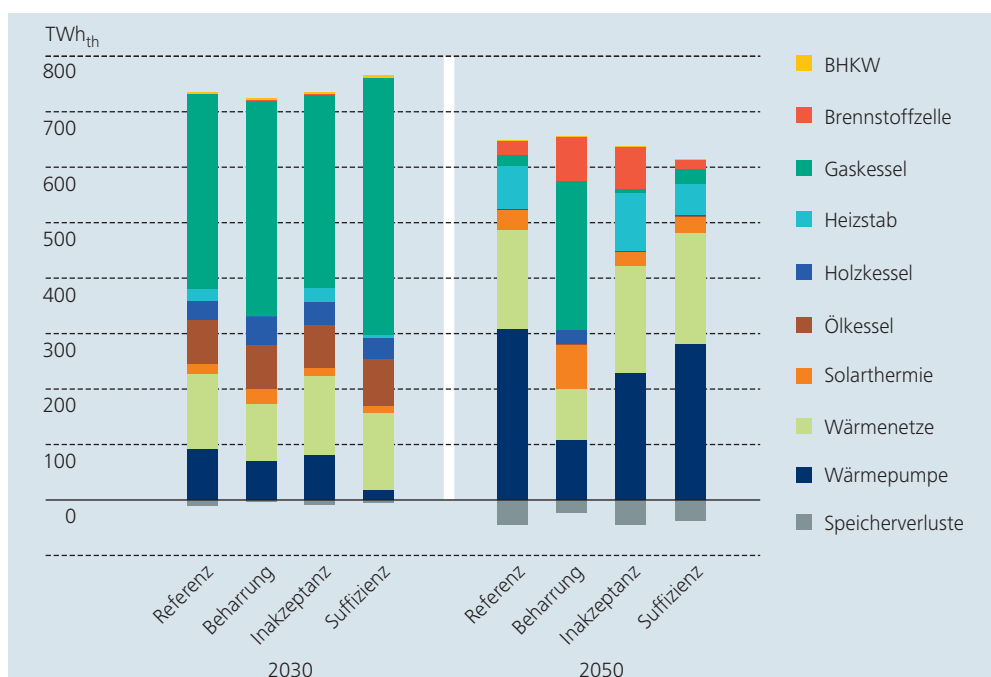
| Zusammensetzung in % |             | Erdgas | Biomasse | Power-to-Gas |
|----------------------|-------------|--------|----------|--------------|
| 2030                 | Referenz    | 90%    | 6%       | 4%           |
|                      | Beharrung   | 87%    | 9%       | 4%           |
|                      | Inakzeptanz | 93%    | 4%       | 3%           |
|                      | Suffizienz  | 93%    | 4%       | 3%           |
| 2050                 | Referenz    | 16%    | 67%      | 17%          |
|                      | Beharrung   | 34%    | 39%      | 27%          |
|                      | Inakzeptanz | 31%    | 64%      | 5%           |
|                      | Suffizienz  | 36%    | 47%      | 17%          |

Szenarioübergreifend lässt sich feststellen, dass in Kombination mit der energetischen Sanierung eine weitgehende Umstellung von konventionellen Wärmeerzeugern auf Wärmepumpen und Anschlüsse an Wärmenetze wesentliche Eckpunkte einer kostenoptimalen Transformation des Wärmesektors darstellen.

### Energetische Zusammensetzung der Bereitstellung von Gebäudewärme

Bei der Bereitstellung von Raumwärme werden im Modell zwei Übertragungssysteme unterschieden, die durch unterschiedliche Temperaturniveaus charakterisiert sind: Radiator- und Flächenheizungen (z.B. Fußbodenheizungen). Letztere benötigen eine niedrigere Vorlauftemperatur, da die Wärme über eine größere Fläche an den Raum übertragen werden kann. Die Umstellung von einem Wärmeübertragungssystem auf ein anderes ist Gegenstand der Optimierung. Eine solche Umstellung kann sich je nach Anlagentyp mehr oder weniger stark auf die Wandlungseffizienz des gesamten Wärmesystems auswirken.

Mit einem Anteil von rund drei Viertel machen Radiatorheizungen heute den Großteil der Übertragungssysteme in Gebäuden aus. Bis zum Jahr 2050 nimmt deren Anteil kontinuierlich ab – und das umso schneller, je ambitionierter die im jeweiligen Szenario gesetzten Randbedingungen sind. Damit wird die Wärmebereitstellung insbesondere bei Wärmepumpensystemen effizienter. Die bereitgestellten Wärmemengen je Technologie sind in Abbildung 21 für die Jahre 2030 und 2050 dargestellt. Zusätzlich sind auch die Wärmebereitstellung ergänzende Technologien wie solarthermische Anlagen oder Heizstäbe aufgeführt.



**Abbildung 21:** Bereitgestellte Wärme im Gebäudesektor unterteilt nach Heizungstechniken für die vier Szenarien für die Jahre 2030 und 2050. Speicherverluste sind negativ dargestellt (BHKW: Blockheizkraftwerk).

Im Szenario *Referenz* wird in 2030 noch ein Großteil der Wärme durch Radiatorheizungen übertragen und zu 50 % mit Gaskesseln und zu 11 % mit Ölkesseln bereitgestellt. Gleichzeitig zeigen die Ergebnisse eine Zunahme von Flächenheizungen und von CO<sub>2</sub>-ärmeren Wärmeerzeugern wie Holzkesseln, Wärmenetzen, Wärmepumpen und Solarthermieranlagen. Insbesondere Wärmepumpen profitieren von der geringeren Vorlauftemperatur der Flächenheizungen und der damit verbundenen höheren Wandlungseffizienz.

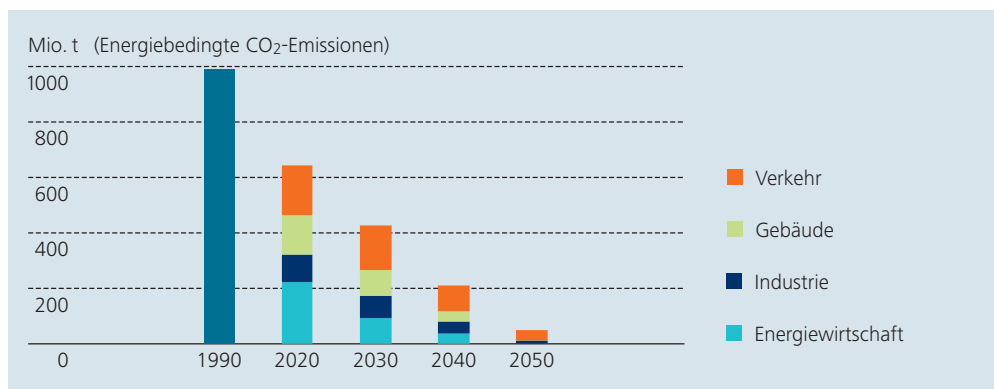
Die weitere Umstellung von Radiator- zu Flächenheizungen zeigt sich nach dem Jahr 2030. So steigt der Anteil an Flächenheizungen bis 2050 im Szenario *Referenz* auf knapp zwei Drittel an. Wie in Abbildung 21 dargestellt, wird ein Großteil der Wärmenachfrage durch Wärmepumpen und Wärmenetze gedeckt. Zudem gewinnen auch andere Technologien, die zum Ausgleich der Residuallast eingesetzt werden können, an Bedeutung. Darunter fallen beispielsweise Heizstäbe (an Tagen mit hoher Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien) oder Brennstoffzellen (eher eingesetzt an Tagen mit geringer Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien). Dies zeigt sich beispielsweise im Szenario *Inakzeptanz*, in dem die Strombereitstellung durch Brennstoffzellen den reduzierten Windenergieausbau teilweise kompensiert.

Da im Szenario *Beharrung* neben dem Einsatz konventioneller Technologien auch vorgegeben wurde, dass keine flexibel einsetzbaren Technologien wie Heizstäbe verwendet werden, stellen diese dort keine Option zum Ausgleich der Residuallast dar. Teilweise wird diese Einschränkung durch eine höhere Nutzung solarthermischer Anlagen kompensiert. So beträgt deren Wärmeerzeugung in 2050 knapp 80 TWh<sub>th</sub> gegenüber rund 45 TWh<sub>th</sub> in den anderen Szenarien. Dem entspricht eine installierte Leistung an Solarthermieranlagen im Szenario *Beharrung* im Jahr 2050 von rund 110 GW<sub>th</sub>, von denen gut zwei Drittel auf Anlagen in Gebäuden entfallen und knapp ein Drittel auf Anlagen, die in Wärmenetze einspeisen; dieses Verhältnis ist in allen Szenarien ähnlich. Hinzu kommen in allen Szenarien Solarthermieranlagen für Prozesse in Gewerbe und Industrie mit einer installierten Leistung von rund 15 GW<sub>th</sub>.

### 3.2.4 CO<sub>2</sub>-Minderung nach Sektoren

Um eine Vergleichbarkeit mit Sektor-spezifischen Betrachtungen anderer Untersuchungen herzustellen, wurden die Emissionen der Anwendungsbereiche Strom, Verkehr, Gebäudewärme und Prozesswärme, wie sie in dieser Untersuchung aufgeschlüsselt sind, in die Sektoren Verkehr, Gebäude, Industrie und Energiewirtschaft umgerechnet [27].

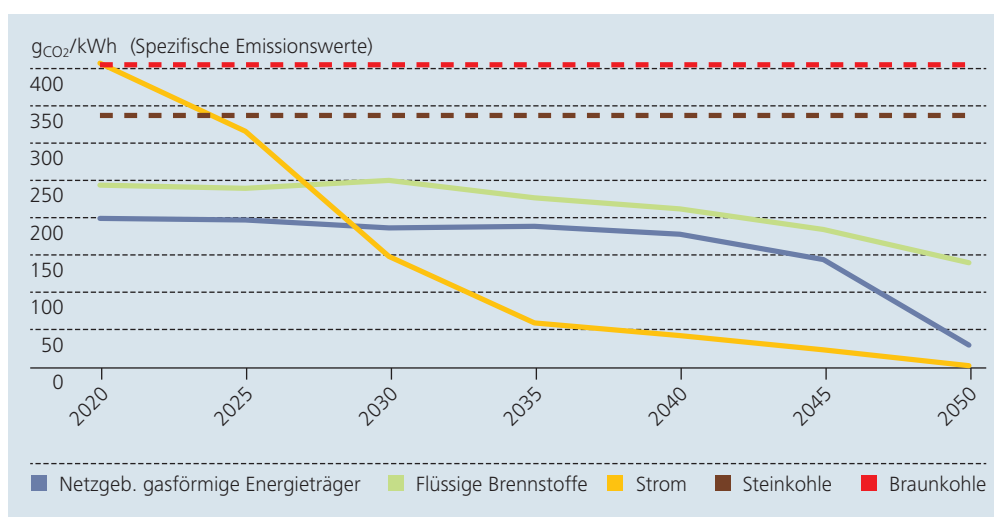
Der Sektor Energiewirtschaft beschreibt die Emissionen, die aus der Verbrennung fossiler Rohstoffe in Kraftwerken der öffentlichen Strom- und Wärmebereitstellung und von Pipelineverdichtern und Raffinerien anfallen sowie sonstige flüchtige Emissionen aus der Energiewirtschaft. Damit sind hier zugleich die Emissionen enthalten, welche durch den Stromverbrauch in privaten Haushalten, im Verkehr, in der Industrie und im GHD-Sektor anfallen. Entsprechend werden alle mit dem Modell berechneten Emissionen zur Stromerzeugung diesem Sektor zugewiesen. Der Sektor Verkehr beschreibt Emissionen, die durch den inländischen Straßen-, Schienen- und Luftverkehr sowie durch die Binnen- und Küstenschifffahrt verursacht werden. Der Sektor Gebäude umfasst Emissionen, die durch den Brennstoffeinsatz für die Gebäudewärme und Warmwasserbereitstellung in Haushalten sowie im GHD-Sektor, in Industriegebäuden und Gebäuden der öffentlichen Hand anfallen. Zuletzt werden dem Sektor Industrie alle Emissionen zugewiesen, die durch die Prozesswärmebereitstellung (inklusive der Stahlherstellung) anfallen. Prozessbedingte Emissionen hingegen sind, entsprechend der in der Modellierung zugrunde gelegten Bilanzgrenze, nicht abgebildet. Abbildung 22 zeigt für das Szenario *Referenz* die resultierenden CO<sub>2</sub>-Emissionen je Sektor von 2020 bis 2050.



**Abbildung 22:**  
Energiebedingter Ausstoß an CO<sub>2</sub> für das Szenario *Referenz* in Mio. t CO<sub>2</sub> nach Aufteilung auf die Sektoren Haushalte, Gebäude, Industrie und Energiewirtschaft.

Die stärksten Absenkungen bis 2030 sind dieser Modellrechnung folgend in der Energiewirtschaft zu verzeichnen, während die Emissionen im Verkehr bis 2030 nur vergleichsweise schwach abfallen.

Die Entwicklung der spezifischen CO<sub>2</sub> Faktoren verschiedener Energieträger ist ebenfalls für das Szenario *Referenz* in Abbildung 23 dargestellt.



**Abbildung 23:**  
Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Faktoren für Strom, Wasserstoff, netzgebundene gasförmige Energieträger, flüssige Brennstoffe sowie Braun- und Steinkohle.

Die dargestellte Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Faktoren unterstreicht den starken Beitrag der Energiewirtschaft zur Emissionsminderung in der dargestellten Modellrechnung, da insbesondere der CO<sub>2</sub>-Faktor für Strom bereits bis 2030 signifikant abfällt. Im Jahr 2050 ist die Stromerzeugung mit etwa 3 gCO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub> nahezu vollständig frei von fossilen Energieträgern. Auch die CO<sub>2</sub>-Faktoren für netzgebundene gasförmige Energieträger und für flüssige Brennstoffe ändern sich über den Zeitverlauf, allerdings deutlich verzögert im Vergleich zu Strom. Von 2020 bis 2050 sinken die CO<sub>2</sub>-Faktoren von flüssigen Brennstoffen im hier beschriebenen Szenario von 242 gCO<sub>2</sub>/kWh auf 140 gCO<sub>2</sub>/kWh und von netzgebundenen gasförmigen Energieträgern von 199 gCO<sub>2</sub>/kWh auf 29 gCO<sub>2</sub>/kWh.

Diese Auswertung unterstreicht die große Rolle, die die Sektorenkopplung für die Energiewende spielt. Die sukzessive Reduktion der Nutzung fossiler Energieträger in den Anwendungsbereichen Wärme (Gebäude, Prozesse) und Verkehr in Verbindung mit einer stärkeren Nutzung von Strom sowie eine beschleunigte Reduktion der spezifischen Emissionen bei der Stromerzeugung scheinen der kostengünstigste Weg zur Erreichung der angestrebten Reduktionsziele von CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Energieversorgung zu sein.

### 3.3

## Vollständige Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen

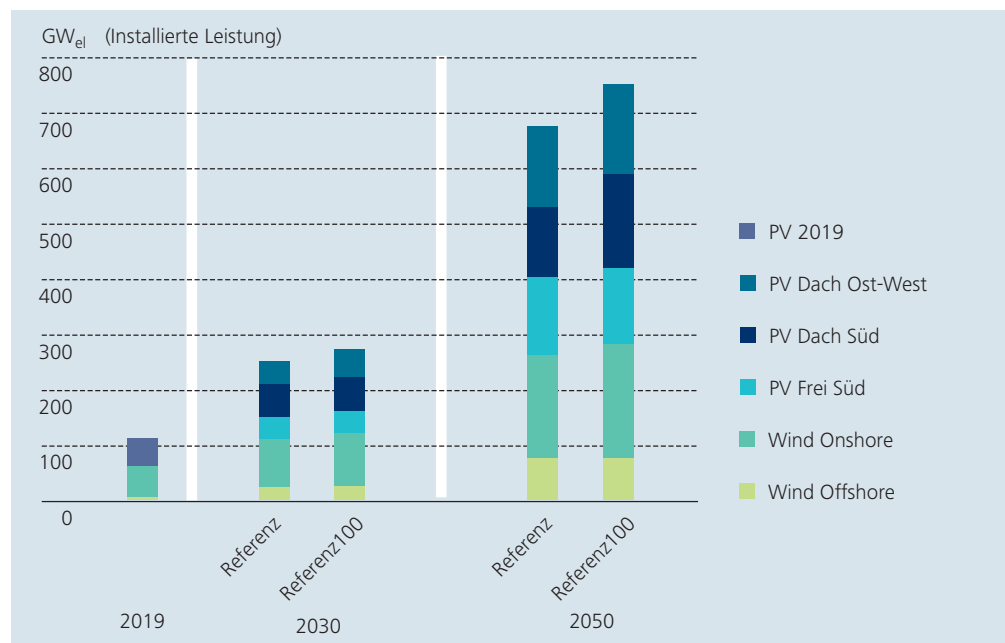
In Ergänzung zu den bisher präsentierten Szenarien werden in diesem Abschnitt weitere Schritte von einer weitgehenden (minus 95 % bezogen auf 1990) zu einer vollständigen Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen dargestellt. Dies bedeutet, dass der Energieverbrauch aller Sektoren zu 100 % auf Erneuerbaren Energien basiert, die entweder im Inland oder im Ausland genutzt werden<sup>13</sup>.

Um die technische Machbarkeit und die Auswirkungen einer vollständigen Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen zu analysieren, werden zwei Modellrechnungen durchgeführt, die sich aus den zuvor betrachteten Szenarien ableiten. Die erste untersucht eine vollständige Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050; dabei wurden ansonsten im Wesentlichen die Randbedingungen des *Referenz*-Szenarios verwendet (im Weiteren als *Referenz100* bezeichnet). In der zweiten Modellrechnung wird auf Basis der Randbedingungen des Szenarios *Suffizienz* eine stark beschleunigte, vollständige Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum Jahr 2035 (im Weiteren als *Suffizienz2035* bezeichnet) betrachtet.

#### 3.3.1 Vollständige Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050

Ein Vergleich der Szenarien *Referenz* und *Referenz100* zeigt, dass sich der Primärenergiebedarf in 2050 zwischen beiden Fällen kaum unterscheidet. Entsprechend muss die Verwendung von Erdgas, Erdöl und Steinkohle in 2050, welche im Szenario *Referenz* in Summe bei 190 TWh liegt, ersetzt werden. Die Importe von Strom und Biomasse bleiben in beiden Szenarien aufgrund der gesetzten Randbedingungen (Biomasseverfügbarkeit und Netzausbau zu Nachbarländern) auf einem ähnlichen Niveau. Rund 80 % der Energiemenge, die nicht mehr in Form fossiler Energieträger zur Verfügung steht, werden im Szenario *Referenz100* durch eine erhöhte Stromgewinnung aus Sonne und Windenergie auf See und Land kompensiert. Ein Vergleich der installierten Leistungen von Anlagen zur Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien (Wind, Sonne) im Jahr 2030 und 2050 zeigt Abbildung 24.

**Abbildung 24:**  
Installierte Leistung von Anlagen zur Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien (Wind, Sonne) im Jahr 2030 und 2050 der Szenarien *Referenz* und *Referenz100*.



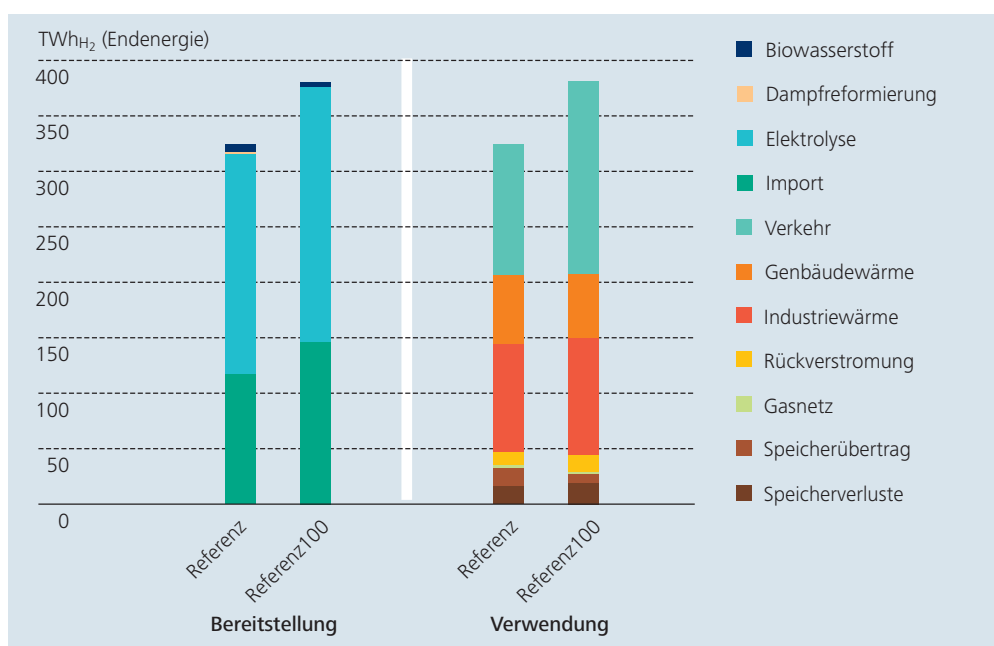
<sup>13</sup> Die Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> im Untergrund (Carbon Capture and Storage, CCS) wird in dieser Studie nicht untersucht, da hierfür in Deutschland derzeit keine gesetzliche Basis für eine Umsetzung gegeben ist.



Die aufgezeigten Unterschiede in der installierten Leistung von Anlagen zur Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien sind in 2030 noch vernachlässigbar gering. Grund dafür ist, dass die Vermeidungsziele der beiden Szenarien sich erst nach diesem Jahr signifikant voneinander unterscheiden. Im Jahr 2050 weist das Szenario *Referenz100* mit summarisch 734 GW<sub>el</sub> eine um rund 70 GW<sub>el</sub> höhere installierte Leistung auf als das Szenario *Referenz*. Hiervon fällt in etwa die Hälfte auf Windenergieanlagen und die andere Hälfte auf Photovoltaikanlagen.

Der stärkere Ausbau von Anlagen zur Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien führt zu einem höheren Bedarf an Flexibilität, um den fluktuierenden Strom effektiv in das Energiesystem zu integrieren. Dies zeigt sich beispielsweise anhand der installierten Kapazität von Kurzzeitspeichern oder der Leistung von Elektrolyseuren. Die Kapazität von Kurzzeitspeichern im Jahr 2050 liegt mit 240 GWh<sub>el</sub> im Szenario *Referenz100* rund 30 GWh<sub>el</sub> höher als im Szenario *Referenz*, die installierte Leistung von Elektrolyseuren mit rund 50 GW<sub>el</sub> um etwa 12 GW<sub>el</sub> höher. Dies führt im Jahr 2050 zu einer um circa 30 TWh<sub>H2</sub> höheren Produktion von Wasserstoff im Szenario *Referenz100*.

Die zusätzliche Leistung von Anlagen zur Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien und die inländische Erzeugung von Wasserstoff reichen jedoch nicht aus, um den Wegfall der fossilen Energieträger vollständig zu kompensieren. So wird der Import von synthetischem Flüssiggas mit 55 TWh auf knapp das Doppelte erhöht. Auch die importierte Wasserstoffmenge steigt im Szenario *Referenz100* in 2050 im Vergleich zum Szenario *Referenz* um rund 30 TWh<sub>H2</sub> auf 146 TWh<sub>H2</sub> an. In welchen Sektoren der zusätzliche Wasserstoff (insgesamt 60 TWh<sub>H2</sub>) verwendet wird und wie er bereitgestellt wird, ist in Abbildung 25 für das Jahr 2050 dargestellt.



**Abbildung 25:**  
Wasserstoffbereitstellung  
(links) und -verwendung  
(rechts) für die Szenarien  
*Referenz* und *Referenz100*  
für das Jahr 2050.

Die Ergebnisse zeigen, dass der Großteil des erzeugten Wasserstoffs im Verkehrssektor und in der Industrie Verwendung findet. So erfolgt die vollständige Umstellung im motorisierten Individualverkehr von konventionellen Verbrennungsmotoren auf strombasierte Alternativen im Szenario *Referenz100* zwei Jahre früher als im Szenario *Referenz*. Dies bedeutet, dass hier mehr wasserstoffelektrische Fahrzeuge zugelassen sind und der damit einhergehende Bedarf bis 2050 um 56 TWh<sub>H2</sub> höher liegt. Der wesentliche Unterschied liegt jedoch in der Umstellung des Lastgüterverkehrs. So steigt der Anteil wasserstoffbasierter LKW von rund 40 % im Szenario *Referenz* auf das Doppelte im Szenario *Referenz100* an (die restlichen 20 % der Verkehrsflotte bestehen aus oberleitungsgebundenen LKW). Diese Umstellung zeigt, dass es zur vollständigen Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen in allen Sektoren

ren kostengünstiger ist, die verbliebenen Verbrennungsmotoren im Lastgüterverkehr durch wasserstoffelektrische Antriebe zu ersetzen und inländisch erzeugten oder importierten Wasserstoff zu verwenden, als Verbrennungsmotoren mit synthetischem Flüssigkraftstoff zu betreiben. Diese Aussage für das Jahr 2050 hat selbstverständlich eine hohe Unsicherheit, da sie entscheidend von den Importpreisen für synthetische Energieträger abhängt, die aus erneuerbarem Strom im Ausland hergestellt werden.

Ein weiterer Anteil des erzeugten Wasserstoffs wird im Industriesektor eingesetzt. Durch die vollständige Substitution von Kohle durch Wasserstoff bei der Stahlherstellung kommt im Szenario *Referenz100* mehr Wasserstoff zum Einsatz als im Szenario *Referenz*. Gleichzeitig wird Wasserstoff zur Bereitstellung von Raumwärme und Trinkwarmwasser in Brennstoffzellen eingesetzt, was in beiden Szenarien unabhängig vom Zielwert der CO<sub>2</sub>-Emissionen die dritthöchste Nachfragemenge darstellt (siehe Abbildung 25). Ein vergleichsweise geringer Anteil des Wasserstoffs wird in das Erdgasnetz eingespeist und in Gasturbinen rückverstromt. Die restliche Menge stellt Verluste bei der Speicherung dar oder wird als gespeicherter Übertrag ins nächste Jahr verlagert.

Während sich die Wasserstoffbereitstellung in den beiden dargestellten Szenarien in absoluten Werten voneinander unterscheidet, unterscheidet sich die anteilige Herkunft nur gering. So macht die Elektrolyse im Inland jeweils etwa 60 % und der Import synthetischen Wasserstoffs knapp 40 % aus, während Dampfreformierung und Biowasserstoff in 2050 nur noch eine untergeordnete Rolle spielen.

Zusammenfassend zeigt der Vergleich der Szenarien *Referenz* und *Referenz100*, dass für eine vollständigen Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050, neben einem umfangreicheren Ausbau der Anlagen zur Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien, die erhöhte Nutzung von Wasserstoff eine zentrale Rolle spielt.

### **3.3.2 Vollständige Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2035**

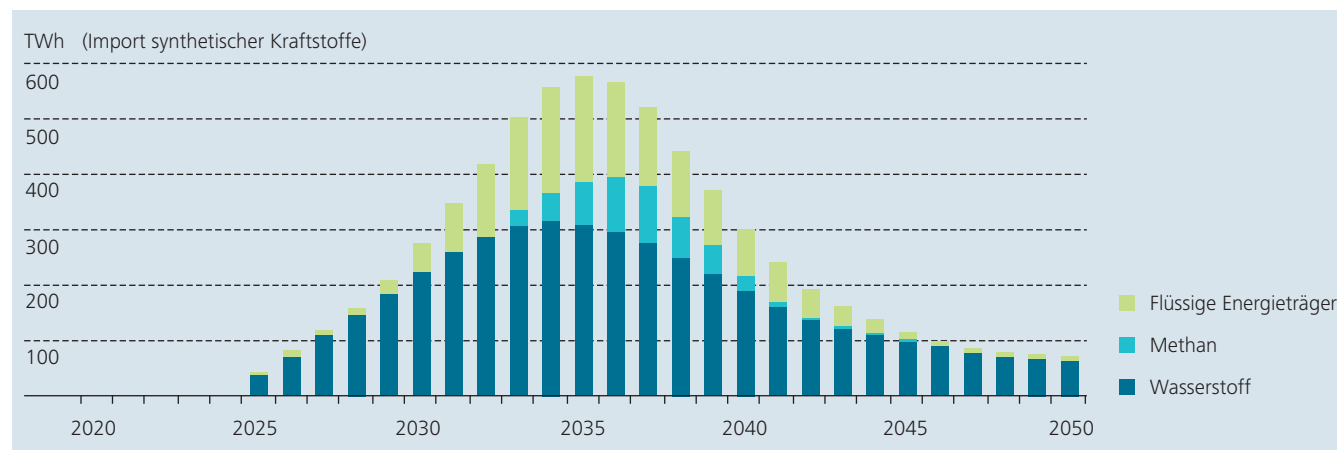
Für eine 1,5°-Ziel-kompatible Entwicklung des deutschen Energiesystems wäre unter Berücksichtigung des restlichen CO<sub>2</sub>-Budgets Deutschlands eine vollständige Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2035 notwendig [39]; der Anteil des restlichen Gesamtbudgets, der für den Energiesektor zur Verfügung steht, beläuft sich danach auf rund 6 Mrd. Tonnen. In dieser Analyse wird ein ausgewählter Transformationspfad untersucht, der zu einer vollständigen Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2035 führt.

Dafür wird angenommen, dass die Transformation des Energiesystems hin zur Klimaneutralität innerhalb von 15 Jahren überhaupt nur dann machbar wäre, wenn ein solcher Weg von einem breiten gesellschaftlichen Konsens getragen wird. Entsprechend basiert das Szenario *Suffizienz2035* ansonsten im Wesentlichen auf den Annahmen des Szenarios *Suffizienz*. Da dies allein nicht die technische Realisierbarkeit von Klimaneutralität bis zum Jahr 2035 sicherstellt, werden drei weitere Annahmen getroffen:

1. Die Verwendung von Kohle zur Stahlherstellung wird bis 2035 durch Wasserstoff substituiert
2. Die Mindestlast, mit der Kohlekraftwerke betrieben werden müssen, wird bis 2035 bis auf die Hälfte reduziert
3. Der Import synthetischer Brennstoffe wird bereits ab 2025 ermöglicht, d.h. fünf Jahre früher als in den anderen Szenarien

Bei der Durchführung der Berechnung wurden die jährlichen Zubauraten und Ausbaupotenziale der Technologien ebenso wenig verändert wie die Austauschraten von sämtlichen Anlagen; es wurde also beispielsweise kein Zwang zu einem Austausch von konventionellen Heizungskesseln vor Ablauf der Lebensdauer angenommen. Insofern können die Ergebnisse nur einen ersten Hinweis darauf geben, welche Implikationen ein derart beschleunigter Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger aufweist.

Unter den gegebenen Annahmen zeigt sich, dass eine vollständige Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2035 nur dann möglich ist, wenn erhebliche Mengen CO<sub>2</sub>-neutraler Energieträger für den Import zur Verfügung stehen. Dadurch ist es möglich, bis zu diesem Jahr fossile Energieträger vollständig aus dem System zu verdrängen und die CO<sub>2</sub>-Emissionen auf null zu reduzieren. Bis zum Jahr 2035 wird ein im Vergleich zu allen anderen Szenarien sehr hoher Import CO<sub>2</sub>-neutral hergestellter synthetischer Energieträger benötigt, der dann bis 2050 wieder zurück geht (siehe Abbildung 26). Der Maximalwert tritt im Jahr 2035 auf und liegt bei 570 TWh.



Nach dem Anstieg der Importe synthetischer Brennstoffe zur Verdrängung fossiler Brennstoffe zeigt sich eine kontinuierliche Reduktion, sodass im Jahr 2050 nur noch rund 70 TWh importiert werden. Das entspricht in etwa auch der Importmenge der anderen Szenarien im Jahr 2050. Dies zeigt, dass der Import synthetischer Energieträger in diesem Szenario trotz der hohen Energieträgerpreise erfolgt, aber nur eine Übergangslösung auf dem Weg hin zu CO<sub>2</sub>-Neutralität ist. Unter den gegebenen Annahmen ist es günstiger, die hohe Importmenge im Jahr 2035 sukzessive durch die Installation von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien und deren Weiterkonversion (z.B. in Elektrolyse-Anlagen) zu reduzieren. Beispielsweise für diese Entwicklung sind die nach 2035 weiterhin ansteigenden Leistungen von Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen und Elektrolyseuren (Tabelle 7).

**Abbildung 26:**  
Zeitlicher Verlauf der Importe synthetischer Energieträger von 2020 bis 2050 im Szenario *Suffizienz2035*.

**Tabelle 7: Installierte Leistung von Anlagen zur Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien und Elektrolyseuren im Szenario *Suffizienz2035*.**

| Installierte Leistung in GW <sub>el</sub> | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 |
|---|------|------|------|------|------|------|------|
| Windenergieanlagen                        | 72   | 104  | 144  | 185  | 226  | 230  | 232  |
| Photovoltaikanlagen                       | 60   | 105  | 181  | 264  | 327  | 362  | 384  |
| Elektrolyse                               | 0    | 4    | 11   | 32   | 61   | 75   | 83   |

Die dargestellten Zusammenhänge zeigen, dass eine vollständige Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2035 mit erheblichen Anstrengungen verbunden ist. Auf korrespondierende Kostenaspekte wird im nachfolgenden Unterkapitel eingegangen.

## 3.4 Kostenanalyse

### 3.4.1 Kumulative Gesamtaufwendungen für die Transformation

In den vorherigen Kapiteln dieser Studie wurden verschiedene mögliche Transformationspfade für das deutsche Energiesystem dargestellt, die jeweils ausgeprägte und in der Breite wirksame gesellschaftliche Haltungen widerspiegeln und dementsprechend durch jeweilige spezifische Randbedingungen charakterisiert sind. Unter den gegebenen Randbedingungen wurde eine Kostenoptimierung durchgeführt. Wie in Abschnitt 2.1 ausgeführt, wird für jedes der untersuchten Szenarien die aus Investitionen (CAPEX) und sämtlichen Kosten (OPEX: Energieträger, Betrieb, Wartung, Transaktionskosten) zusammengesetzte kumulative Aufwendung für Umbau, Ausbau und Betrieb des gesamten Energiesystems für den Zeitraum 2020 bis 2050 ermittelt und in den Optimierungsrechnungen minimiert. Je nach Szenario kann dieser Wert deutlich variieren. In Abbildung 27 sind die Differenzbeträge der Szenarien zu einem Business-as-usual (BAU)-Szenario abgebildet. Im BAU-Szenario erfolgt keine Systemoptimierung, d.h. der aktuelle Stand des Energiesystems wird beibehalten<sup>14</sup> und die Emissionen werden nur geringfügig durch angenommene Effizienzsteigerungen (Technologie-Lernkurven) reduziert. Investitionen erfolgen ausschließlich für den Ersatz von Anlagen, die ihre Lebensdauer erreicht haben, durch gleichartige Anlagen.

**Abbildung 27:**  
Differenzbeträge der Szenarien im Vergleich zum Business-as-usual-Szenario. Die Nettomehraufwendungen (Rauten) je Szenario berechnen sich aus den positiven abzüglich der negativen Aufwendungen. (FEE: fluktuierende erneuerbare Energien).

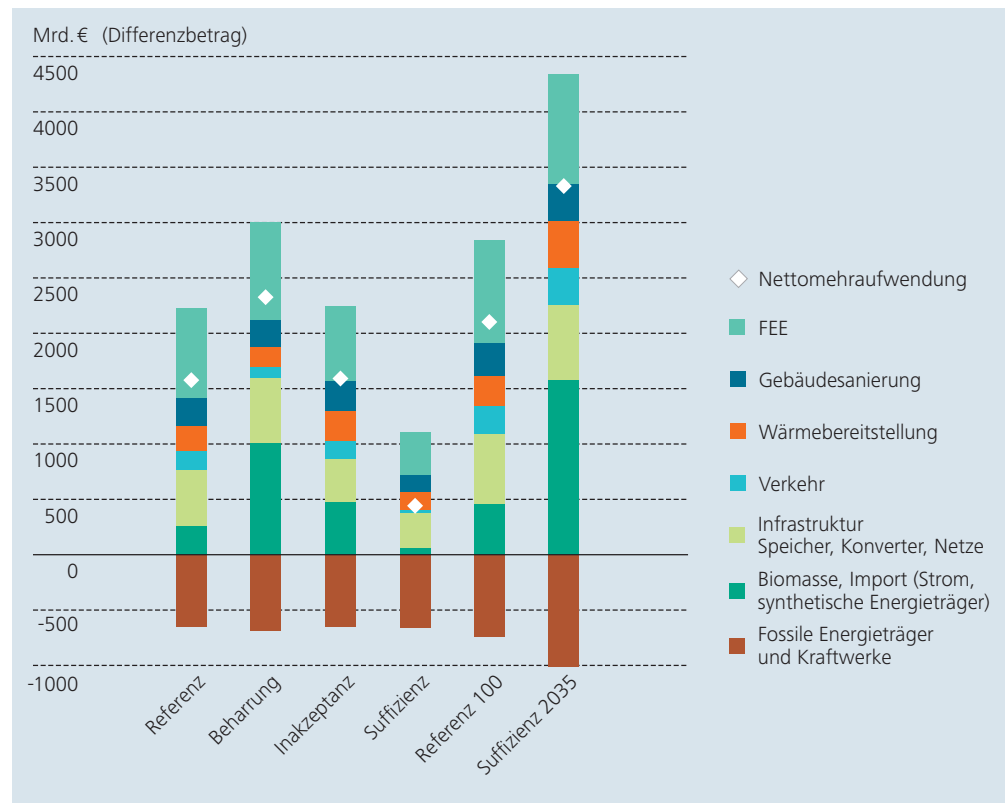


Abbildung 27 zeigt einen Kostenvergleich für sämtliche untersuchten Szenarien. Darin sind die Mehraufwendungen im Vergleich zum BAU-Szenario, differenziert nach den Bereichen, in denen diese Mehraufwendungen entstehen, positiv dargestellt. Negative Werte beschreiben Minderaufwendungen, insbesondere durch die in allen Klimaschutzszenarien niedrigeren Kosten für den Import fossiler Energieträger. Die Differenz aus Mehr- und Minderaufwendungen, dargestellt durch eine Raute, beschreibt die Netto-Mehraufwendungen für die untersuchten Szenarien.

<sup>14</sup> Der gesetzlich beschlossene Ausstieg aus der Atomenergie in 2022 ist auch im BAU-Szenario berücksichtigt.

Diese Nettomehraufwendungen betragen für das Szenario *Referenz* rund 1580 Mrd. €, für das Szenario *Beharrung* 2330 Mrd. €, für das Szenario *Inakzeptanz* 1590 Mrd. € und für das Szenario *Suffizienz* 440 Mrd. €. Diese vier Szenarien sind durch eine Minderung energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen um 95 % bezogen auf den Wert im Jahr 1990 gekennzeichnet. Die Darstellung zeigt außerdem die Werte für die Szenarien mit einer vollständigen Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen. Hier beträgt der entsprechende Wert für das Szenario *Referenz100*, in dem bis zum Jahr 2050 die vollständige Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen erreicht wird, 2100 Mrd. € und für das Szenario *Suffizienz2035*, in welchem die vollständige Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen bereits im Jahr 2035 erreicht wird, 3330 Mrd. €. Die mittleren jährlichen Mehraufwendungen über den gesamten Betrachtungszeitraum von 2020 bis 2050 belaufen sich entsprechend auf Werte zwischen 14 Mrd. € jährlich für das Szenario *Suffizienz* und 107 Mrd. € für das Szenario *Suffizienz2035*. Für die weiteren Szenarien mit einer Absenkung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen um 95 % bis 2050 liegen die entsprechenden mittleren Werte bei rund 51 Mrd. € für die Szenarien *Referenz* und *Inakzeptanz* und bei rund 72 Mrd. € für das Szenario *Beharrung*. Bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt Deutschlands des Jahres 2019<sup>15</sup> liegen die Mehraufwendungen zwischen 0,4 % (Szenario *Suffizienz*) über 1,5 % (*Referenz* und *Inakzeptanz*) und rund 2 % (*Beharrung* und *Referenz100*) bis zu 3,1 % (*Suffizienz2035*). Als eine andere Vergleichsgröße, die einen Eindruck über die Größe der genannten jährlichen Beträge vermittelt, können die Umsätze im Weihnachtsgeschäft herangezogen werden, die für das Jahr 2019 in Deutschland bei knapp 102 Mrd. € lagen<sup>16</sup>, also rund doppelt so hoch wie die mittleren jährlichen Aufwendungen für die Transformation des Energiesystems in den Szenarien *Referenz* und *Inakzeptanz*.

Anhand des Szenarios *Referenz* lassen sich die wesentlichen Beiträge veranschaulichen, welche zu Mehraufwendungen im Vergleich zum BAU-Szenario führen. Mit 804 Mrd. € entfallen die höchsten Mehraufwendungen auf Investitionen für Anlagen zur Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien. Die Mehraufwendungen für den Ausbau der Infrastruktur (z.B. Netze), für Speichertechnologien sowie Wandler zur Herstellung synthetischer chemischer Energieträger aus erneuerbarem Strom (Power-to-Gas, Power-to-Fuel) betragen rund 500 Mrd. €. Die drittgrößten Mehraufwendungen in Höhe von rund 255 Mrd. € können auf die energetische Sanierung des Gebäudesektors zurückgeführt werden. Darin enthalten sind auch die Aufwendungen für den Umbau von Radiator- auf Niedertemperaturheizsysteme, der eine noch effizientere Nutzung von Wärmetechnologien, insbesondere Wärmepumpen, ermöglicht. Außerdem verursacht in den Szenarien, in denen ein Emissionsreduktionsziel zugrunde gelegt wird, der Import von synthetischen Brennstoffen zusätzliche Aufwendungen, die beim Szenario *Referenz* bei 260 Mrd. € liegen. Schließlich entfallen Mehraufwendungen auf Wandlungstechniken in den Verbrauchssektoren zur Wärmebereitstellung (Gebäudewärme sowie industrielle Prozesswärme) mit 196 Mrd. € und im Verkehr mit 170 Mrd. €. Batterieelektrische Fahrzeuge erreichen in der zugrunde gelegten Kostenentwicklung bereits im Jahr 2028 eine Kostenparität mit konventionellen Verbrennungsfahrzeugen, weshalb die Mehraufwendungen im Verkehrssektor vor allem auf den Lastgüterverkehr zurückzuführen sind.

---

15 Das Bruttoinlandsprodukt Deutschlands im Jahr 2019 lag bei 3436 Mrd. €. Siehe hierzu z.B.:

<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1251/umfrage/entwicklung-des-bruttoinlandsprodukts-seit-dem-jahr-1991/>

16 Siehe hierzu:

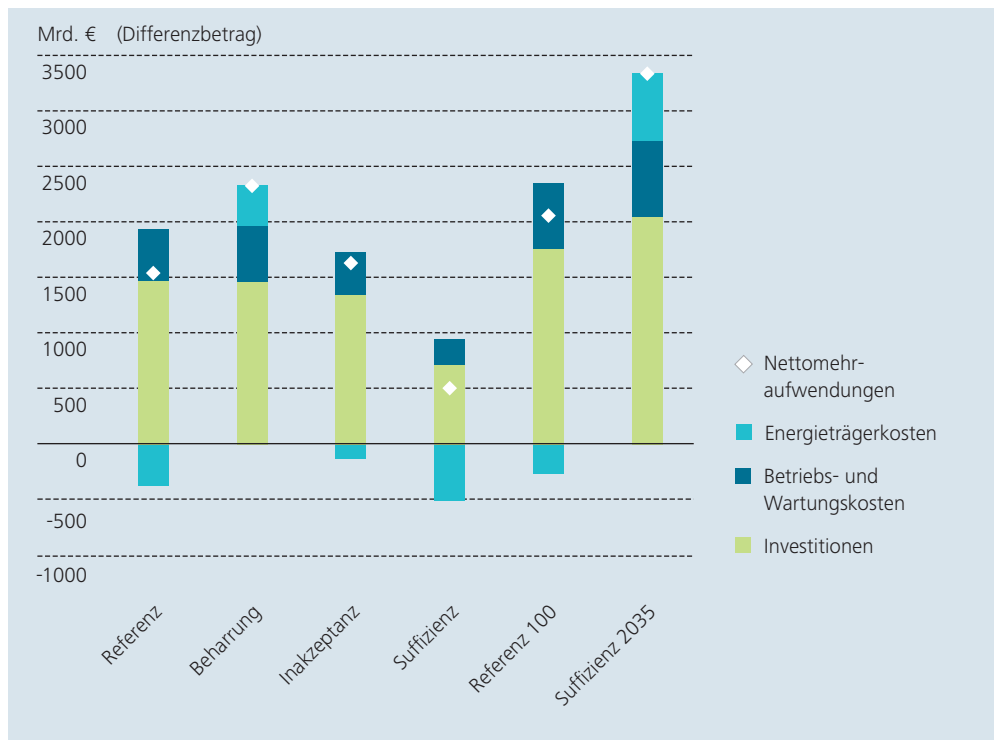
<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/2750/umfrage/weihnachtsumsaetze-des-einzelhandels/>

Die Nettomehraufwendungen des Szenarios *Beharrung* liegen um gut 40 % über denen des Szenarios *Referenz*. Da in diesem Szenario immer mindestens die Hälfte der PKW-Flotte mit Flüssigbrennstoff betrieben wird und auch die Hälfte aller Heizungsanschlüsse Gaskessel sind, wird zur Einhaltung des CO<sub>2</sub>-Reduktionsziels vor allem in den Jahren 2040 bis 2050 eine größere Menge an synthetischen Brennstoffen importiert bzw. inländisch erzeugt. Dies führt zu entsprechend höheren Ausgaben für Importe von Energie, wie aus Abbildung 27 hervorgeht.

Der Differenzbetrag des Szenarios *Inakzeptanz* unterscheidet sich nur leicht in der Zusammensetzung von derjenigen des Szenarios *Referenz*, wobei die Aufwendungen für den Import synthetischer Brennstoffe auch hier etwas höher liegen. Den geringsten Differenzbetrag weist das Szenario *Suffizienz* auf. Dieser beträgt mit knapp 440 Mrd. € rund 30 % derjenigen des Szenarios *Referenz* und 20 % des Szenarios *Beharrung*. Der im Szenario *Suffizienz* angenommene Verbrauchsrückgang führt zu einer Reduktion aller Kostenanteile (siehe Abbildung 27), wodurch die Einsparungen bei den fossilen Brennstoffen mehr ins Gewicht fallen. So betragen die Einsparungen im Szenario *Referenz* rund 30 % der dargestellten Mehraufwendungen, während diese im Szenario *Suffizienz* 40 % ausmachen.

Im Szenario *Referenz100* wurde ein vollständiger Rückgang der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050 als Randbedingung vorgegeben. Bei der Betrachtung der Differenzbeträge zeigt sich, dass die Anteile der einzelnen Kostenpunkte an den kumulierten Aufwendungen nahezu gleich sind wie im Szenario *Referenz*. Dies bedeutet, dass im Szenario *Referenz100* die wesentlichen Trends des Szenarios *Referenz* übernommen und verstärkt werden, um die verbliebenen fossilen Energieträger zu verdrängen. Trotz des ambitionierteren CO<sub>2</sub>-Reduktionsziels liegen die Nettomehraufwendungen des Szenarios *Referenz100* unter denen des Szenarios *Beharrung*. Dieses Ergebnis macht deutlich, dass ein Beharren auf konventionellen Technologien (insbesondere Verbrennungstechniken in den Sektoren Verkehr und Gebäudewärme) aus Kostensicht einen erheblichen Mehraufwand für das Erreichen der Klimaschutzziele bedeutet.

Zuletzt wurde im Szenario *Suffizienz2035* eine vollständige Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum Jahr 2035 betrachtet; dabei wurden die Annahmen zum Verbrauchsrückgang des Szenarios *Suffizienz* übernommen. Die Nettomehraufwendungen liegen mit 3330 Mrd. € mehr als doppelt so hoch als im Szenario *Referenz* und deuten darauf hin, dass eine vollständige Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2035 auch aus Kostensicht mit erheblichen Mehraufwendungen verbunden ist. Die Gründe hierfür lassen sich am Beispiel des Imports synthetischer Energieträger, welche den größten Kostenblock in diesem Szenario darstellen, erläutern (siehe Abbildung 27). So werden hier bereits im Jahr 2035 rund 570 TWh an synthetischen Brennstoffen importiert, während die Importmengen in den anderen Szenarien in diesem Jahr noch vergleichsweise klein sind und kontinuierlich bis 2050 ansteigen (siehe Abbildung 12 und Abbildung 26). So ist die Menge, welche im Szenario *Suffizienz2035* im Jahr 2035 importiert wird, ähnlich hoch wie diejenige im Szenario *Beharrung* im Jahr 2050. Ein Vergleich der Importmengen über den gesamten Betrachtungszeitraum zeigt, dass diese im Szenario *Suffizienz2035* um knapp einem Drittel über denen des Szenarios *Beharrung* liegen. Dies führt zu entsprechend höheren Kosten, da zudem die angenommenen Importpreise synthetischer Brennstoffe im Jahr 2035 im Durchschnitt um 45 % über denjenigen im Jahr 2050 liegen. Entsprechende Kostensenkungen über die Zeit treffen auch auf viele technische Komponenten zu, insbesondere solche, die sich noch in einer frühen Markteinführung befinden und bei denen noch erhebliche Kostenreduktionen durch technologische Entwicklung und industrielle Fertigung zu erwarten sind. Da die Umstellung für eine vollständige Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum Jahr 2035 früher als in den anderen Szenarien erfolgt, ergeben sich über den Gesamtzeitraum gesehen hinweg höhere Gesamtkosten.



**Abbildung 28:**  
Kumulierte Aufwendungen über den gesamten Betrachtungszeitraum von 2020 bis 2050 für alle untersuchten Szenarien, aufgeteilt in Investitionen (einschließlich Ersatzinvestitionen und Kapitalkosten), sonstige Betriebs- und Wartungskosten sowie Energieträgerkosten in Mrd.€.

Eine Übersicht der Aufwendungen, welche von 2020 bis 2050 für sämtliche Energieträger (sowohl fossile als auch mit erneuerbaren Energien hergestellte Importe), Betriebs- und Wartungskosten sowie Investitionen (einschließlich Ersatzinvestitionen und Kapitalkosten) anfallen, ist in Abbildung 28 dargestellt. Auch hier zeigen positive Anteile Mehraufwendungen im Vergleich zum BAU-Szenario und negative Minderaufwendungen. Die Netto-Mehraufwendungen sind durch Rauten gekennzeichnet und die Werte identisch mit denjenigen in Abbildung 27.

Die Ergebnisse zeigen, dass in nahezu allen Szenarien zwischen 63 % und 75 % der Mehraufwendungen für Investitionen anfallen. Diese Investitionen sind für den Umbau des Energiesystems zu leisten. Wenn dieser im Jahr 2050 (weitgehend) abgeschlossen ist, sinken die Investitionen deutlich, da ab diesem Zeitpunkt nur noch Ersatzinvestitionen getätigt werden müssen.

Die durchgeführte Kostenanalyse spiegelt aus zwei Gründen kein vollständiges Bild der gesellschaftlichen (oder volkswirtschaftlichen) Gesamtkosten wieder:

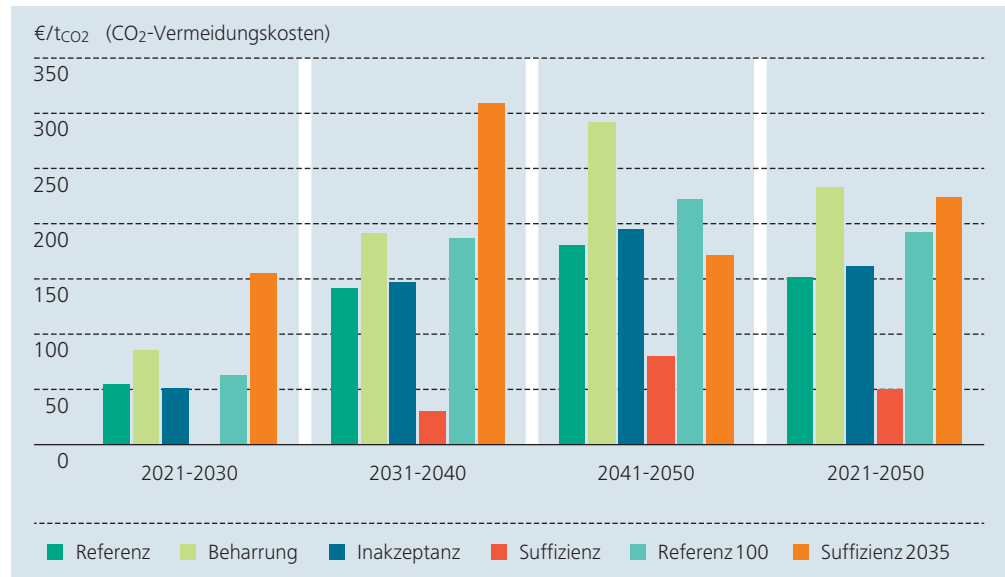
- Es wurden für keine der Entwicklungen – weder für das BAU-Szenario noch für die Klimaschuttszenarien – externe Kostenanalysen durchgeführt, also z.B. Umwelt- oder Gesundheitskosten, die in Folge der einen oder anderen Entwicklung entstehen.
- Es wurde keine volkswirtschaftliche Gesamtanalyse durchgeführt, bei der auch Wertschöpfungs- und Beschäftigungsfragen mit berücksichtigt werden.



### 3.4.2 CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten

Auf Basis der Ergebnisse der durchgeführten Berechnungen lassen sich CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten ermitteln. Dafür werden die Nettomehraufwendungen, die sich für ein Szenario ergeben, durch die gegenüber dem BAU-Szenario vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen geteilt. Abbildung 29 zeigt die entsprechenden Werte für alle sechs Szenarien, jeweils dargestellt als Mittelwerte für die Jahre 2021 bis 2030, 2031 bis 2040 und 2041 bis 2050 sowie die Mittelwerte für den gesamten betrachteten Zeitraum 2021 bis 2050.

**Abbildung 29:**  
CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten aller sechs untersuchten Szenarien. Es sind jeweils Mittelwerte für die Jahre 2021-2030, 2031-2040 und 2041-2050 dargestellt sowie der Mittelwert für den gesamten Betrachtungszeitraum von 2021 bis 2050.



Außer beim Szenario *Suffizienz2035* steigen in allen anderen Szenarien die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten über die drei betrachteten Dekaden kontinuierlich an. Dies spiegelt das Prinzip der mathematischen Optimierung wieder, zunächst die kostengünstigsten Vermeidungsmaßnahmen und damit verbundenen Investitionen vorzunehmen und die kostenaufwändigeren Maßnahmen entsprechend später durchzuführen. Beim Szenario *Suffizienz2035* schlägt der hohe Import synthetischer Energieträger, die im Ausland mit erneuerbarem Strom hergestellt werden, in den Jahren 2031 bis 2040 stark zu Buche und bedingt den höchsten Wert mit über 300 € pro Tonne CO<sub>2</sub> in diesem Jahrzehnt.

Für das Szenario *Suffizienz* liegen die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten mit im Mittel 50 € pro Tonne CO<sub>2</sub> signifikant am niedrigsten, da die hier angenommene Reduktion des Energiebedarfs aufgrund von Verhaltensänderungen nicht mit Kosten verbunden ist. Für das Szenario *Referenz* liegen die Kosten im Mittel bei rund 150 €/t CO<sub>2</sub> und sie steigen über die drei Dekaden von rund 50 €/t CO<sub>2</sub> im Zeitraum 2021-2030 über 142 €/t CO<sub>2</sub> in den Jahren 2031-2040 auf knapp über 180 €/t im Zeitraum 2041-2050 an. Sowohl der Verlauf als auch die Werte liegen beim Szenario *Inakzeptanz* in ähnlicher Größenordnung wie für das Szenario *Referenz*. Im Mittel des gesamten Betrachtungszeitraums betragen die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten hier 162 €/t CO<sub>2</sub> und sind somit um rund 7 % höher als der Wert für das Szenario *Referenz*.

Eine vollständige Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050, wie sie im Szenario *Referenz100* untersucht wurde, führt zu rund 40 €/t CO<sub>2</sub> höheren CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten als im vergleichbaren Fall mit einer Reduktion um 95 % bis 2050. Die höchsten Kosten verursacht den Modellergebnissen zufolge eine starke *Beharrung* auf heute verwendeten Techniken, wie z.B. Verbrennungstechniken für Wärmebereitstellung und Verkehr; im Szenario *Beharrung* betragen die mittleren CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten 233 €/t CO<sub>2</sub> und liegen in der gleichen Größenordnung wie für das Szenario *Suffizienz2035*.

Die dargestellten CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten zeigen, dass vor allem Verhaltensänderungen eine erhebliche Auswirkung auf die Kosten der Energiewende haben können. Ein Energie und Emissionen einsparendes Verhalten in weiten Teilen der Gesellschaft, beispielsweise induziert durch einen Wertewandel, würde nicht nur geringere finanzielle Aufwendungen und weniger Investitionen erfordern. Es hätte auch geringere Ausbaumengen an Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien und sonstigen technischen Anlagen im Energiesystem zur Folge, was vermutlich zu einer größeren Akzeptanz des Wandels, der mit dem Umbau des Energiesystems einhergeht, führen würde.

## 4

### Fazit

In dieser Studie wurde untersucht, welche Einflüsse wesentliche gesellschaftliche Verhaltensweisen und Einstellungen auf den Fortgang der Energiewende haben und wie sich dies im Hinblick auf notwendige Investitionen und Kosten für den Umbau des Energiesystems auswirkt. Die Ergebnisse der Untersuchungen belegen, dass das Erreichen der Klimaschutzziele im Bereich der Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energien aus technischer und systemischer Sicht machbar ist. Zugleich zeigt die stundenscharfe Betrachtung für die nächsten dreißig Jahre in den Modellrechnungen, dass trotz eines hohen Anteils fluktuierender erneuerbarer Energien für die Strombereitstellung in jeder Stunde eine sichere Versorgung aller Verbrauchssektoren gewährleistet ist.

Die verschiedenen Szenarien belegen allerdings auch, dass die Unterschiede im Aufwand und den Kosten zur Erreichung der Ziele stark von den Rahmenbedingungen abhängen, welche wesentlich durch gesellschaftliches Verhalten und Einstellungen bestimmt sind. So hätten Verhaltensänderungen in weiten Teilen der Gesellschaft, die zu einem sparsameren Umgang mit Energie führen, eine erhebliche Wirkung. Die notwendige Menge an Anlagen zur Wandlung, Speicherung, Verteilung und Nutzung von Energie und die damit einhergehenden Kosten würden substantiell niedriger liegen als in allen anderen betrachteten Szenarien. Dagegen würde ein Festhalten an der Nutzung gewohnter Verbrennungs-basierter Techniken zur Wärmeversorgung und Fortbewegung zu wesentlich größeren Ausbauzielen für erneuerbare Energien und weitere damit verbundene technische Anlagen führen. Außerdem steigt der Import synthetischer, chemischer Energieträger, die im Ausland auf Basis erneuerbaren Stroms hergestellt werden. Außerdem würde ein solch beharrliches Verhalten den Umbau des Energiesystems verteuern. Ein starker Widerstand gegen den Ausbau großer Infrastrukturen wie Windenergieanlagen und Netze lässt sich teilweise durch einen modifizierten Ausbaupfad kompensieren, allerdings zu etwas höheren Kosten als bei kostenoptimaler Entwicklung. Ein stärkerer Ausbau von Photovoltaik-Anlagen und Batteriespeichern sind Elemente eines solchen Weges.

Wesentliche Voraussetzung für ein vergleichsweise kostengünstiges Erreichen der Ziele ist eine kontinuierliche Weiterentwicklung aller relevanten Technologien zur Wandlung, Speicherung, Verteilung, Nutzung und Systemintegration erneuerbarer Energien. Nur dann wird es gelingen, die projizierten Absenkungen der Kosten und Steigerungen in der Performance und Gebrauchsdauer zu erreichen. Die Studie hat auch deutlich gemacht, dass eine inländische Anwendung von thermischen und elektrischen Speichern ebenso sinnvoll ist wie der Aufbau einer heimischen Produktion, Weiterverarbeitung und Nutzung von Wasserstoff in vielfältigen Anwendungsbereichen. Die Entwicklung von Heimatmärkten ist für alle Technologien von Bedeutung und trägt auch wesentlich zu einer erfolgreichen Technologieentwicklung bei, da einerseits Märkte für lokale Hersteller entstehen und andererseits in ganzer Breite Erfahrungen mit den entsprechenden Anlagen und deren Systemintegration gesammelt werden können. Auch dies sind unerlässliche Voraussetzungen, um die angestrebten Verbesserungen bei Kosten und Performance zu erzielen. Zugleich wächst die Kenntnis über diese Technologien und das Vertrauen in ihre Zuverlässigkeit, was auch für den Export von wichtiger Bedeutung ist.

Angewandte Forschung und Entwicklung endet jedoch nicht bei der Komponentenentwicklung, sondern kann auch wichtige Beiträge zu einer größeren Marktintegration liefern. Ein Beispiel hierfür ist das Konzept »Integrierte Photovoltaik«. Bei großen Freiflächenanlagen ist abzusehen, dass ein massiver weiterer Ausbau zu Konflikten und möglicherweise Akzeptanzproblemen führen kann. Mit der Integration von PV-Technologie in die Hüllen von Gebäuden, Fahrzeugen und Fahrwegen und ihrer Einbindung in Agrar- und Wasserflächen werden riesige bisher bereits für andere Zwecke genutzte Flächen für die Solarstromerzeugung erschlossen. Hier die entsprechenden Produkte und Lösungen zu schaffen, wird eine wichtige Aufgabe bei der Weiterentwicklung der Photovoltaik sein, die zugleich

auch neue Chancen für heimische Produktion eröffnet. Ein anderes Beispiel sind elektrische Wärmepumpen. Die durchgeführten Untersuchungen belegen deren wichtige Rolle für eine kostengünstige Umsetzung der Energiewende im Wärmesektor. Allerdings bestehen an vielen Stellen gerade in städtischen Räumen Restriktionen hinsichtlich der Erschließung von Wärmequellen, und Schallemissionen können ebenfalls zu Akzeptanzproblemen führen. Auch hier ist angewandte Forschung und Entwicklung in enger Zusammenarbeit mit Herstellern und Anwendern gefragt, um die auftretenden Problemstellungen anzugehen und neue Lösungen zu entwickeln. Dies sind nur zwei konkrete Beispiele von unzähligen Fragestellungen zur Entwicklung angepasster Lösungskonzepte, die eine hohe Relevanz für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende haben.

Das künftige Energiesystem wird sich durch eine viel größere Zahl vernetzter Anlagen auszeichnen, die miteinander wechselwirken und möglichst systemdienlich betrieben werden müssen. Insbesondere Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen, stationäre Batteriespeicher und Ladesäulen für Elektrofahrzeuge – also technische Anlagen, von denen viele auch im Bereich sehr kleiner Leistungen liegen werden – sind hierbei von Bedeutung und ihre Zahl wird in den nächsten Jahrzehnten voraussichtlich in die zweistellige Millionenhöhe gehen [40]. Vor diesem Hintergrund kommt der Entwicklung von Lösungen einer effizienten, stabilen und versorgungssicheren Systemintegration und Betriebsführung dieser vielen Komponenten eine entscheidende Rolle zu, die nicht ohne den Einsatz moderner Ansätze aus der Informations- und Kommunikationstechnik gelingen wird. Anwendungsorientierte Systemforschung ist für diese Fragestellungen zur Entwicklung von umsetzbaren Lösungen und der damit verbundenen Geschäftsmodelle ebenso relevant wie für die Energiesystemanalyse, die fortwährend hilft, einen Kompass zur erfolgreichen Weiterentwicklung des gesamten Energiesystems mit dem Ziel einer klimaneutralen Energieversorgung zu liefern.

An dieser Stelle hoffen wir, mit der vorgelegten Studie einen wertvollen Beitrag zur Frage der Machbarkeit eines klimaneutralen Energiesystems geliefert zu haben, das im Wesentlichen auf zwei Hauptsäulen basiert: dem Einsatz erneuerbarer Energien und einer hohen Effizienz bei der Wandlung und Nutzung von Energie.

## Literaturverzeichnis

- [1] EUROPÄISCHE KOMMISSION: Ein europäischer Grüner Deal: Erster klimaneutraler Kontinent werden.  
URL: [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_de](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_de)
- [2] PALZER, Andreas: Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor. Karlsruhe, Karlsruher Institut für Technologie. Dissertation. 2016-04-28. URL: <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-408742.html>
- [3] STERCHELE, Philip: Analysis of Technology Options to Balance Power Generation from Variable Renewable Energy : Case Study for the German Energy System with the Sector Coupling Model REMod. 1. Auflage. Düren : Shaker, 2019 (Schriftenreihe der Reiner Lemoine-Stiftung)
- [4] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E.V.: Energieeffizienz von Gebäuden – Berechnung des Energiebedarfs für Heizung und Kühlung (ISO 3790:2008); Deutsche Fassung EN ISO 13790:2008 (in Kraft getr. am 09.2008) (09.2008)
- [5] BMWI: Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi. 2019.  
URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls.html>
- [6] TROST, Tobias; HORN, Sönke; JENTSCH, Mareike; STERNER, Michael: Erneuerbares Methan: Analyse der CO<sub>2</sub>-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft 36 (2012), Nr. 3, S. 173–190 – Überprüfungsdatum 2015-03-17
- [7] HANSEN, Nikolaus: The CMA Evolution Strategy: A Tutorial. 4/4/2016
- [8] ECKERT, Werner: CO<sub>2</sub>-Ausstoß überraschend stark gesunken.  
URL: <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/co2-ausstoss-deutschland-101.html> – Überprüfungsdatum 2020-02-04
- [9] BMWI, BMU: Energiekonzept : für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. München, 2010
- [10] SCHULER, Johannes; KRÄMER, Christine; HILDEBRANDT, Silvio; STEINHÄÜßER, Reimund; STARICK, Anja; REUTTER, Michaela: Kumulative Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf Natur und Landschaft. Bonn: Bundesamt für Naturschutz, 2017 (BfN-Skripten 463)
- [11] BMVI: Räumlich differenzierte Flächenpotenziale für erneuerbare Energien in Deutschland. Berlin, 2015
- [12] FATH, Karoline: Technical and economic potential for photovoltaic systems on buildings. 2018
- [13] MASUROWSKI, Frank; DRECHSLER, Martin; FRANK, Karin: A spatially explicit assessment of the wind energy potential in response to an increased distance between wind turbines and settlements in Germany, 2016
- [14] DEUTSCHER BUNDESTAG: Artikel 1 - Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (in Kraft getr. am 2. 7. 2011) (2011-07-02).  
URL: <https://www.bmu.de/gesetz/13-gesetz-zur-aenderung-des-atomgesetzes/> – Überprüfungsdatum 2020-02-04
- [15] BBH; LBST; Fraunhofer ISE; IKEM: Integriertes Energiekonzept 2050: Strom Wärme Verkehr Industrie. 2018
- [16] SCHUBERT, Markus; KLUTH, Tobias; NEBAUER, Gregor; RATZENBERGER, Ralf; KOTZAGIORGIS, Stefanos; BUTZ, Bernd; SCHNEIDER, Walter; LEIBLE, Markus: Verkehrsverflechtungsprognose 2030. 11.2014

- [17] SENKPIEL, C.; BERNEISER, J.; BAUMANN, D.: Open-source simulation of the long-term diffusion of alternative passenger cars on the basis of investment decisions of private persons: Transportation Research Part A - Policy and Practice (publication planned). 2020
- [18] BÜRGER, Veit; HESSE, Tilmann; PALZER, Andreas; HERKEL, Sebastian; ENGELMANN, Peter: Klimaneutraler Gebäudebestand 2050. Dessau - Roßlau, 2016
- [19] BLES, Markus ; KESSLER, Alois: Energieeffizienz in der Industrie. Berlin: Springer Verlag, 2013
- [20] ZELL-ZIEGLER, C.; FÖRSTER, H.: Mit Suffizienz mehr Klimaschutz modellieren: Zwischenbericht. Juli 2018
- [21] BÜRGER, Veit; BERN, Mari Roald (Mitarb.): Identifikation, Quantifizierung und Systematisierung technischer und verhaltensbedingter Stromeinsparpotenziale privater Haushalte. 3. Aufl. 2009
- [22] UMWELTBUNDESAMT: Energiebedingte Emissionen.  
URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energiebedingte-emissionen#textpart-1>
- [23] BMWI: Strommarkt der Zukunft: Stromerzeugung: Zahlen und Fakten.  
URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/strommarkt-der-zukunft.html>. – Aktualisierungsdatum: 2019-03-06 – Überprüfungsdatum 2020-01-23
- [24] BMWI: Kohleausstieg und Strukturwandel.  
URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Wirtschaft/kohleausstieg-und-strukturwandel.html> – Überprüfungsdatum 2020-02-04
- [25] FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE: Energy Charts.  
URL: <https://www.energy-charts.de/> – Überprüfungsdatum 2020-02-04
- [26] ICHA, Petra: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2018. 2019
- [27] BMU (Hrsg.): Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. 2019
- [28] UMWELTBUNDESAMT: Primärenergieverbrauch.  
URL <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primaerenergieverbrauch#textpart-1> – Überprüfungsdatum 2020-01-23
- [29] UMWELTBUNDESAMT: Primärenergiegewinnung und -importe.  
URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primaerenergiegewinnung-importe> – Überprüfungsdatum 2020-01-23
- [30] ARPAGAU, Cordin; BLESS, Frédéric; BERTSCH, Stefan; SCHIFFMANN, Jürg: Wärmepumpen für die Industrie: Eine aktuelle Übersicht. Tagung des BFE-Forschungsprogramms, 2019
- [31] ARPAGAU, Cordin: Hochtemperatur-Wärmepumpen : Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale. Berlin, Offenbach : VDE Verlag GmbH, 2019
- [32] SALZGITTER: Low CO<sub>2</sub> Steel Making.  
URL: <https://salcos.salzgitter-ag.com/> – Überprüfungsdatum 2020
- [33] UMWELTBUNDESAMT: Energieverbrauch nach Energieträgern, Sektoren und Anwendungen.  
URL <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren>
- [34] UMWELTBUNDESAMT: Indicator: Greenhouse gas emissions.  
URL: <https://www.umweltbundesamt.de/en/indicator-greenhouse-gas-emissions#textpart-1>

- [35] KRAFTFAHRT-BUNDESAMT: Jahresbilanz der Neuzulassungen 2018.  
URL: [https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/neuzulassungen\\_node.html;jsessionid=C6762B12F285B12F931A0366B034D2EF.live11292](https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/neuzulassungen_node.html;jsessionid=C6762B12F285B12F931A0366B034D2EF.live11292)
- [36] STATISTA: Anzahl der Neuzulassungen von Pkw in Deutschland von 1955 bis 2019.  
URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/74433/umfrage/neuzulassungen-von-pkw-in-deutschland/>
- [37] DEUTSCHER BUNDESTAG: Energieeinsparverordnung (in Kraft getr. am 1. 5. 2014) (2014-05-01).  
URL: [www.enev-online.de](http://www.enev-online.de) – Überprüfungsdatum 2015-02-09
- [38] FEIST, Wolfgang: EnerPHit und EnerPHio+i – Zertifizierungskriterien für die Modernisierung mit Passivhaus-Komponenten.  
URL [http://www.passiv.de/de/03\\_zertifizierung/02\\_zertifizierung\\_gebaeude/04\\_enerphit/04\\_enerphit.htm](http://www.passiv.de/de/03_zertifizierung/02_zertifizierung_gebaeude/04_enerphit/04_enerphit.htm) – Überprüfungsdatum 2015-03-19
- [39] ROGELJ, J.; SHINDELL, D.; JIANG, K.; FIFITA, S.; FORSTER, P.; GINZBURG, V.; HANDA, C.; KHESHGI, H.; KOBAYASHI, S.; KRIEGLER E.; MUNDACA L.: Mitigation Pathways Compatible with 1.5°C in the Context of Sustainable Development : Chapter 2, Table 2.2.  
URL [https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/05/SR15\\_Chapter2\\_Low\\_Res.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/05/SR15_Chapter2_Low_Res.pdf) – Überprüfungsdatum 2020-01-23
- [40] HENNING, H-M.; AGERT, C.; VOGT, T.; ROHRIG, K.; NIEPELT, R.; FICHTNER, W.; GAWEL, E.; FISCHEDICK, M.: Digitalisierung und Energiesystemtransformation – Chancen und Herausforderungen. In: FVEE-Themen „Die Energiewende – smart und digital. Beiträge zur FVEE-Jahrestagung 2018“. Berlin 2019, ISSN · 0939-7582







# Fraunhofer

## ISE

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE

**Ansprechpartner:**

Dr. Christoph Kost

[christoph.kost@ise.fraunhofer.de](mailto:christoph.kost@ise.fraunhofer.de)

**Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE**

Heidenhofstraße 2

79110 Freiburg

[www.ise.fraunhofer.de](http://www.ise.fraunhofer.de)

**Institutsleiter:**

Prof. Dr. Hans-Martin Henning

Dr. Andreas Bett