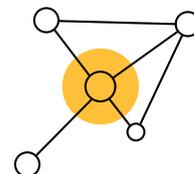
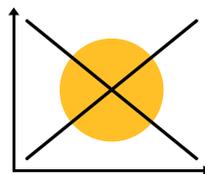
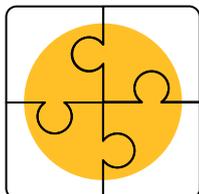
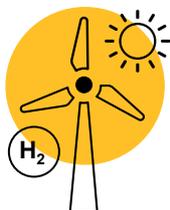


## dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität

Klimaneutralität 2045 - Transformation der  
Verbrauchssektoren und des Energiesystems

Zusammenfassung, Oktober 2021

Im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur (dena)



**Energiewirtschaftliches Institut an der  
Universität zu Köln gGmbH (EWI)**

Alte Wagenfabrik  
Vogelsanger Straße 321a  
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 277 29-100

Fax: +49 (0)221 277 29-400

<https://www.ewi.uni-koeln.de>

**EWI (Hauptgutachter)**

Max Gierkink (Projektleitung)  
Dr. Johannes Wagner (Projektleitung)  
Berit Hanna Czock  
Arne Lilienkamp  
Michael Moritz  
Lena Pickert  
Tobias Sprenger  
Jonas Zinke

**Forschungsinstitut für Wärmeschutz  
e. V. München (Fachgutachter Gebäude)**

Prof. Dr.-Ing. Andreas H. Holm

**Institut für Technische Gebäudeaus-  
rüstung Dresden Forschung und Anwen-  
dung GmbH (Fachgutachter Gebäude)**

Prof. Dr.-Ing. Bert Oschatz

Dr.-Ing. Bernadetta Winiewska

**ef.Ruhr (Fachgutachter Stromnetze)**

Jonas von Haebler

Maik Tretschock

Dr.-Ing. Christian Wagner

Dr.-Ing. Marco Greve

Bitte zitieren als

**EWI/ITG/FIW/ef.Ruhr (2021).** dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems. Zusammenfassung. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik und Energie-Wirtschaftsinformatik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Der wissenschaftliche Betrieb wird finanziert durch Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und privatwirtschaftliche Auftraggeber. Eine Einflussnahme auf die wissenschaftliche Arbeit oder die Beratungstätigkeit des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln durch Dritte ist ausgeschlossen. Die Haftung für Folgeschäden, insbesondere für entgangenen Gewinn oder den Ersatz von Schäden Dritter, ist ausgeschlossen.

## Inhaltsverzeichnis

1	Die Ergebnisse auf einen Blick .....	1
2	Studienprozess und Szenarienbeschreibung .....	5
3	Hauptszenario Klimaneutralität 100 .....	8
	3.1 Verkehrssektor .....	8
	3.2 Industriesektor .....	11
	3.3 Gebäudesektor .....	16
	3.4 Energiesektor .....	21
	3.5 Treibhausgasemissionen und Senken .....	25
	3.6 Energieinfrastrukturen .....	27
4	Pfadausprägungen .....	31
	Literaturverzeichnis .....	39
	Abkürzungsverzeichnis .....	40
	Abbildungsverzeichnis .....	42

# 1 Die Ergebnisse auf einen Blick

In der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität wird das Szenario *Klimaneutralität 100* (KN100) entwickelt. Das Szenario untersucht, wie das Ziel der Klimaneutralität in Deutschland bis zum Jahr 2045 erreicht werden könnte. Die Entwicklungen zeigen eine systematische und im Rahmen der Modellgrenzen konsistente Transformation der Endverbrauchssektoren und des Energiesystems auf. Das Szenario orientiert sich maßgeblich am Klimaschutzgesetz 2021 (KSG) und berücksichtigt neben sektorspezifischen Treibhausgasminderungszielen für das Jahr 2030 auch die sektorenübergreifenden Minderungsziele in den Folgejahren.

Für die drei Endverbrauchssektoren Industrie, Verkehr und Gebäude<sup>1</sup> werden auf Basis von Bottom-Up-Modellen Transformationspfade für die sektoralen Energieverbräuche entwickelt. Die Bereitstellung der aus den exogenen Transformationspfaden resultierenden Endenergieverbräuche wird mit dem Energiesystemmodell des EWI optimiert.

**Der Endenergieverbrauch sinkt bis 2045 um 41 Prozent. Erdgas, Öle und Kohle werden im Zeitverlauf durch Strom und Wasserstoff ersetzt.**

Im Szenario KN100 sinkt der aggregierte Endenergieverbrauch bis 2030 um etwa 21 % und bis 2045 um etwa 41 % gegenüber 2018. Für den Rückgang des Energieverbrauchs sind maßgeblich der Einsatz innovativer Technologien, Energieeffizienzsteigerungen sowie Veränderungen im Konsum- und Mobilitätsverhalten verantwortlich. Es erfolgt eine Verlagerung weg von konventionellen Energieträgern und hin zu Strom und Wasserstoff. Bereits bis 2030 geht die Nachfrage nach Kohle, Ölen und methanbasierten Gasen<sup>2</sup> um 39 % gegenüber 2018 zurück. Die Nachfrage nach Ölen (-42 %) sinkt überproportional, da im Verkehr weniger Kraftstoffe wie Diesel und Benzin (-38 %) sowie im Gebäudesektor weniger Heizöl (-50 %) nachgefragt werden. Im Jahr 2045 haben Öle und methanbasierte Gase noch einen Anteil von 18 % an der

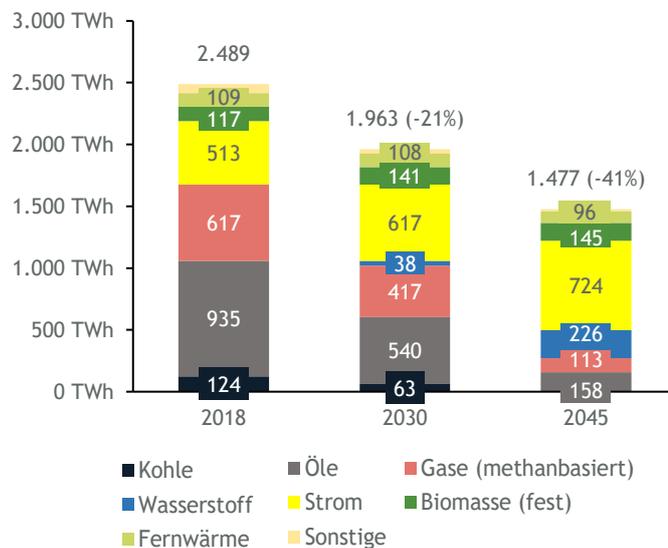


Abbildung 1: Aggregierter Endenergieverbrauch der Verbrauchssektoren nach Energieträgern

<sup>1</sup> Die Modellierung des Gebäudesektors wird vom Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden (ITG) und vom Forschungsinstitut für Wärmeschutz e. V. München (FIW) durchgeführt.

<sup>2</sup> Öle sind inklusive synthetischer und biogener Anteile; methanbasierte Gase sind inklusive synthetischer und biogener Anteile, exklusive Wasserstoff

Endenergienachfrage. Die Nachfrage nach Fernwärme und nach festen biogenen Brennstoffen bleiben in etwa auf heutigem Niveau.

Im **Verkehrssektor** findet eine teilweise Verlagerung (z. B. von Inlandsflügen oder PKW-Verkehr) auf umweltfreundlichere Verkehrsträger wie den öffentlichen Straßenpersonennahverkehr (ÖSPV) oder den Schienenverkehr statt. Zusätzlich steigt der Anteil von Elektrofahrzeugen deutlich an. Bis 2030 sind bereits ca. 14 Mio. (30 % Anteil am Fahrzeugbestand) im Jahr 2045 ca. 35 Mio. (93 %) elektrische PKW im deutschen Fahrzeugbestand. Im Schwerlastverkehr kommt ab 2030 verstärkt Wasserstoff zum Einsatz.

In der **Industrie** beeinflussen innovative Prozesstechnologien, Energieeffizienzsteigerungen sowie Veränderungen der Produktionsmengen und höhere Recyclingquoten den Endenergieverbrauch. Beispielsweise führt die wasserstoffbasierte Direktreduktion zu signifikanten Einsparungen von Treibhausgasemissionen in der Stahlproduktion und substituiert den Einsatz von Kohle in der Hochofenroute. Effizienzsteigerungen tragen branchenübergreifend maßgeblich zu einer Reduktion des Endenergieverbrauchs bei. Durch den Wechsel auf strombasierte Technologien in Branchen mit einem hohen Bedarf an Niedrigtemperaturwärme oder den Einsatz innovativer stromintensiver Produktionsverfahren, beispielsweise in der Chemieindustrie, steigt der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch der Industrie von 31 % im Jahr 2018 auf 54 % im Jahr 2045.

Im **Gebäudesektor** verdoppelt sich die energetische Sanierungsrate von heute jährlich 0,85 % auf jährlich 1,9 % und ineffiziente Heizungen werden sukzessive ausgetauscht. Hierdurch sinken vor allem die Verbräuche von Heizöl und methanbasierten Gasen. Ab 2030 wird im Gebäudesektor Wasserstoff verbraucht, zunächst im Rahmen einer Beimischung von Wasserstoff in die Methanverteilnetze. Bis zum Jahr 2045 steigt der Wasserstoffverbrauch auf 79 TWh, vor allem als direkte Nachfrage von mit Wasserstoff betriebenen Gasheizungen. Im Jahr 2030 werden in Wohngebäuden ca. 4,1 Mio. und im Jahr 2045 ca. 9 Mio. Wärmepumpen eingesetzt. Der Stromverbrauch des Gebäudesektors steigt bis 2045 um 10 % an und beträgt ca. 303 TWh.

**Strom wird zum wichtigsten Endenergieträger und bildet die Grundlage für die nationale Wasserstoffwirtschaft.**

Durch die Elektrifizierung von Endenergieanwendungen und die sinkende Nachfrage nach konventionellen Energieträgern steigt der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch von 21 % im Jahr 2018 auf 31 % im Jahr 2030. Im Jahr 2045 ist Strom mit einem Anteil von 49 % der meistgenutzte Endenergieträger. Neben dem Zuwachs bei elektrischen Anwendungen wie Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen sowie der Elektrifizierung von Industrieprozessen treibt auch der Hochlauf der deutschen Wasserstoffwirtschaft die Stromnachfrage. Für die Erzeugung von 10 TWh grünem Wasserstoff werden im Jahr 2030 ca. 14 TWh Strom benötigt. Im Jahr 2045 liegt der Strombedarf für die Elektrolyse in Deutschland bei 88 TWh. Insgesamt steigt die **Bruttostromnachfrage** bis 2030 auf 698 TWh und bis 2045 auf 910 TWh.

**Die Stromerzeugung wird bereits 2040 nahezu klimaneutral. Bei geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien werden wasserstofffähige Gaskraftwerke eingesetzt.**

Um das sektorale Klimaziel der Energiewirtschaft im Jahr 2030 sowie das langfristige Ziel der Klimaneutralität zu erreichen, wird die **Stromerzeugung** bereits bis 2030 umfassend dekarbonisiert. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verdoppelt sich etwa von 242 TWh im Jahr 2019 auf 475 TWh im Jahr 2030 und erreicht 2030 einen Anteil von 68 % an der Bruttostromnachfrage. Der Kohleausstieg wird marktgetrieben beschleunigt. 2030 sind noch 8 GW Steinkohle und 4 GW Braunkohle am Markt. Im Jahr 2030 wird der starke Rückgang bei der konventionellen Stromerzeugung teilweise durch einen Anstieg der Gasverstromung ausgeglichen, welche gegenüber 2019 um fast 60 % steigt. Dazu werden bis 2030 ca. 15 GW zusätzliche Gaskraftwerkskapazität installiert. Die Kraftwerke sind bereits wasserstofffähig bzw. werden mit Option zur Nachrüstung gebaut. Aufgrund des Rückgangs bei der konventionellen Stromerzeugung wird Deutschland ab 2030 vom Netto-Stromexporteur zum Netto-Stromimporteur.

Langfristig gewinnt die Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie weiter an Bedeutung und erreicht 2045 einen Anteil von 85 % an der Bruttostromnachfrage. Wasserstofffähige Gaskraftwerke übernehmen zunehmend eine Backupfunktion für Zeiten geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien (EE). Ab dem Jahr 2040 wird in diesen Kraftwerken überwiegend Wasserstoff eingesetzt, sodass nur noch geringe Restemissionen aus der Gasverstromung anfallen. Diese werden durch negative Emissionen an Biomasse-Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), d. h. mithilfe von BECCS (Bio-Energy Carbon Capture and Storage), teilweise kompensiert.

**Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukte sind für das Ziel der Klimaneutralität in den Endverbrauchssektoren und im Energiesektor von zentraler Bedeutung.**

Neben Strom nehmen auch Wasserstoff sowie Wasserstoff-Folgeprodukte, welche vor allem durch Fischer-Tropsch-Synthese hergestellt werden, im KN100-Szenario eine zentrale Rolle ein. Grüner und blauer Wasserstoff sowie synthetisches Power-to-Liquid ermöglichen die Vermeidung von Emissionen vor allem bei Anwendungen, die nicht oder nur zu hohen Kosten elektrifiziert werden können. Dies betrifft beispielsweise die Bereitstellung von Hochtemperaturwärme in Industrieprozessen oder den Schwerlast- bzw. Flugverkehr. Weiterhin können diese Energieträger über große Distanzen transportiert werden. Dadurch ist der Import aus Regionen mit besseren Standorten zur Erzeugung von erneuerbarem Strom und damit günstigeren Bedingungen für die elektrolysebasierte Wasserstoffproduktion möglich.

Im Szenario KN100 entwickelt sich in Deutschland bereits in den 2020er Jahren eine schnell wachsende Wasserstoffwirtschaft. Im Jahr 2030 werden 66 TWh klimafreundlicher **Wasserstoff** eingesetzt, was etwa 3 % der deutschen Endenergienachfrage entspricht. Davon werden ca. 10 TWh grüner Wasserstoff in Deutschland produziert, der Rest wird als blauer oder grüner Wasserstoff aus dem europäischen Ausland importiert. Bis 2045 wächst der Wasserstoffmarkt um 10-15 % pro Jahr. In diesem Zuge wird bis 2030 die Grundlage für eine Transportnetzinfrastruktur aufgebaut und in den 2030er-Jahren entstehen erste Wasserstoffverteilnetze. Im Jahr 2045 hat grüner Wasserstoff mit 226 TWh einen Anteil von 15 % am Endenergieverbrauch. Im Energiesektor

werden vor allem zur Strom- und Wärmeerzeugung zusätzlich 130 TWh eingesetzt. Hinzu kommen nichtenergetische Nachfragen im Industriesektor von 103 TWh. Im Zeitverlauf nehmen sowohl die inländische Erzeugung als auch Importe deutlich zu. Langfristig wird Wasserstoff vor allem aus dem Ausland per Pipeline importiert. Die Importe stammen sowohl aus der EU als auch aus Nordafrika, Osteuropa (Russland und Ukraine) sowie der Türkei.

Weil nicht alle Anwendungen mit Wasserstoff betrieben oder elektrifiziert werden können, wird Deutschland auch langfristig auf flüssige (ölbasierte) Energieträger und Methan angewiesen sein. Diese müssen in Zukunft klimaneutral in Form von synthetischen oder biogenen Energieträgern bereitgestellt werden.

Im KN100-Szenario ist das bedeutendste Anwendungsfeld für **Power-to-Liquid** (PtL) der Verkehrssektor, vor allem die Luftfahrt. Dort werden bereits 2030 ca. 3 TWh PtL-Kerosin eingesetzt. Auch in 2045 hat die Luftfahrt den größten Anteil. Hinzu kommt die Nachfrage nach flüssigen Kraftstoffen des Straßen-, Schienen-, und Binnenschiffsverkehrs sowie der Bedarf nach grünem Naphtha zur nichtenergetischen Nutzung in der Industrie. Im Jahr 2045 werden ca. 198 TWh PtL-Energieträger eingesetzt.

Die Herstellung von PtL-Energieträgern benötigt große Mengen erneuerbaren Stroms. Die Produktionskosten sind in Deutschland aufgrund der geringeren EE-Verfügbarkeiten vergleichsweise hoch. Weiterhin ist die verfügbare Fläche für den Zubau erneuerbarer Energien begrenzt und PtL-Energieträger können aufgrund ihrer hohen Energiedichte und ihres flüssigen Aggregatzustands günstig transportiert werden. Im KN100-Szenario werden diese daher aus weiter entfernten Weltregionen, vor allem aus dem mittleren Osten, Südamerika und Australien importiert.

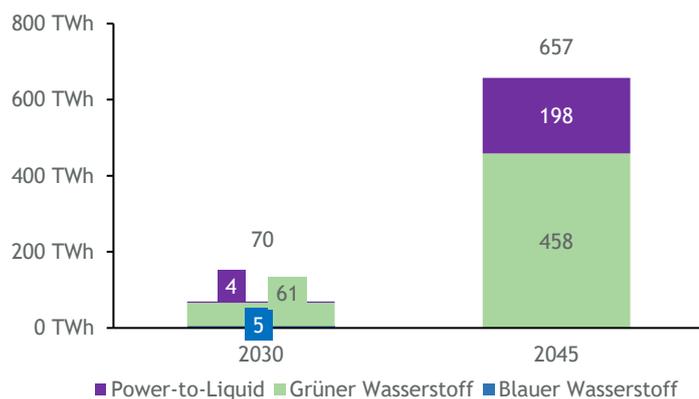


Abbildung 2: Nachfrage nach Wasserstoff und Folgeprodukten

### Deutschland ist 2045 mithilfe technischer und natürlicher Senken klimaneutral.

Die Gesamtemissionen sinken bis 2030 um 65 % gegenüber 1990. Die Endverbrauchssektoren Gebäude, Verkehr und Industrie erreichen ihre Emissionsminderungsziele gemäß den Vorgaben des Klimaschutzgesetzes. Der Energiesektor kann sein Ziel, vor allem aufgrund des beschleunigten Kohleausstiegs, übererfüllen.<sup>3</sup>

<sup>3</sup> In der Landwirtschaft werden im Jahr 2030 noch 58 Mt CO<sub>2</sub>e (-50 % ggü. 1990) emittiert und das Reduktionsziel von 56 Mt CO<sub>2</sub>e verfehlt. Auch im Sektor Abfall und sonstige wird das Sektorziel um ca. 1 Mt CO<sub>2</sub>e verfehlt. Die exogenen Emissionspfade für diese Sektoren basieren auf der Studie *Klimaneutrales Deutschland 2045* (Prognos, Öko-Institut & Wuppertal-Institut, 2021). Die Zielverfehlung wird im KN100-Szenario durch den Energiesektor kompensiert.

Im Jahr 2045 wird Klimaneutralität erreicht. Der Sektor Verkehr wird vollständig klimaneutral. In den Sektoren Gebäude und Industrie verbleiben noch geringe Netto-Restemissionen von 2 bzw. 4 Mt CO<sub>2</sub>e. In der Industrie werden verbleibende Prozessemissionen und energetische Emissionen nicht vollständig durch technische Senken und CO<sub>2</sub>-Vermeidungsoptionen kompensiert. Im Gebäudesektor wird noch in geringem Umfang fossiles Erdgas eingesetzt. Der Energiesektor hat durch den Einsatz von Carbon Capture and Storage (CCS) an Biomasse-KWK- und Müllverbrennungsanlagen eine Netto-Negativbilanz und kann dadurch die Restemissionen aus anderen Sektoren ausgleichen. Im Landwirtschaftssektor wird noch in geringem Umfang fossiles Erdgas eingesetzt. Der Energiesektor hat durch den Einsatz von Carbon Capture and Storage (CCS) an Biomasse-KWK- und Müllverbrennungsanlagen eine Netto-Negativbilanz und kann dadurch die Restemissionen aus anderen Sektoren ausgleichen. Im Landwirtschaftssektor verbleiben im Jahr 2045 Restemissionen in Höhe von 42 Mt CO<sub>2</sub>e. Diese werden durch die Senkenleistung von Wäldern und anderen natürlichen Senken im LULUCF-Sektor<sup>4</sup> in Höhe von 41 Mt CO<sub>2</sub>e kompensiert.

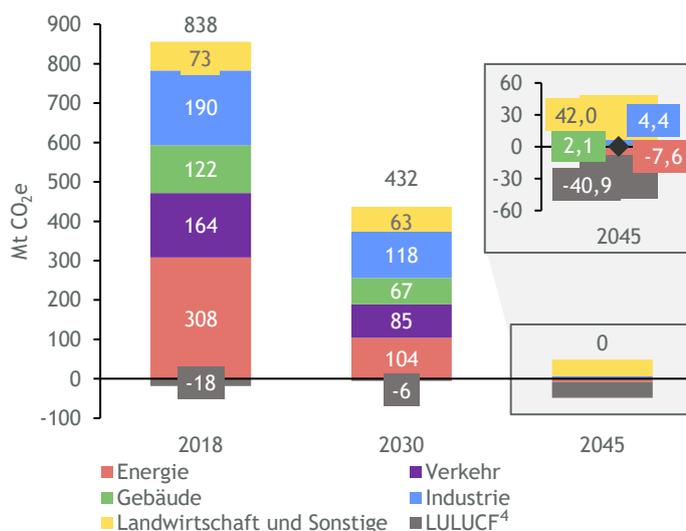


Abbildung 3: Entwicklung der Netto-Treibhausgasemissionen

## 2 Studienprozess und Szenarienbeschreibung

Die dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität verfolgt einen **Multi-Stakeholder-Ansatz**. Das Zusammenbringen von wissenschaftlicher Modellierung, fachlichem Austausch mit gesellschaftlichen Akteuren und branchenspezifischer Praxiserfahrung ist ein wichtiges Merkmal der Studie. Damit soll eine fundierte Basis für den gesellschaftlichen und politischen Diskurs zur Klimaneutralität in Deutschland bereitgestellt werden.

Wie auch die dena-Leitstudie Integrierte Energiewende aus dem Jahr 2018 verfolgt die vorliegende Studie einen Bottom-Up-Ansatz zur Ermittlung von **Transformationspfaden**. Für die Endverbrauchssektoren Industrie, Verkehr und Gebäude werden Bottom-Up-Modelle entwickelt, um einen möglichst konsistenten Pfad zur Erreichung der klimapolitischen Ziele der Bundesregierung abzuleiten. Die Modellierung des Gebäudesektors wird dabei von dem Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung und Anwendung GmbH (ITG) und dem

<sup>4</sup> Die Modellierung für das Kurzgutachten basiert auf den Schätzungen der Treibhausgasemissionen des Jahres 2018 aus der CRF-Submission des Jahres 2020 (UNFCC, 2020), um mit der ausstehenden Projektion der Bundesregierung zum LULUCF-Sektor (Land Use, Land Use Change and Forestry) konsistent zu sein. In der Submission aus dem Jahr 2020 wird für die Netto-Emissionen des LULUCF-Sektors ein Wert von -29 Mt CO<sub>2</sub>e ausgewiesen. Hier zitiert ist die Schätzung aus der CRF-Submission des Jahres 2021 (UNFCC, 2021), die einen Wert von -18,29 Mt CO<sub>2</sub>e ausweist.

Forschungsinstitut für Wärmeschutz e. V. München (FIW) durchgeführt. Verkehrs- und Industrie-sektor werden von EWI modelliert. Der exogene Transformationspfad des LULUCF-Sektors wird vom Öko-Institut entwickelt.

Aus den exogenen Transformationspfaden der Endverbrauchssektoren resultieren Bedarfe nach Energieträgern und Energiemengen. Die **Energiesystemmodellierung** des EWI ermittelt darauf aufbauend die kostenminimale Bereitstellung dieser Bedarfe. Auf Basis der Ergebnisse der Energiesystemmodellierung werden die exogenen Transformationspfade validiert.

Sektorspezifische **Annahmen und Rahmenbedingungen** werden aus wissenschaftlichen Quellen und Fachliteratur abgeleitet und im Rahmen des Multi-Stakeholder-Ansatzes mit den Expertinnen und Experten der dena, der Praxisexpertise aus den Partnerunternehmen und -verbänden sowie mit dem Fachwissen des Projektbeirats validiert. Die finalen Parameter werden von den wissenschaftlichen Gutachtern festgelegt. Für die Definition ausgewählter Annahmen werden zusätzlich Experteninterviews, bspw. mit Industrievertreterinnen und -vertretern, geführt. Dies betrifft beispielsweise innovative neue Produktionstechnologien, da diese teilweise noch im frühen Versuchsstadium sind und die Verfügbarkeit von öffentlichen Quellen begrenzt ist.

Eine Übersicht der zugrundeliegenden Parameter und Annahmen wird begleitend zu diesem Gutachten zum Download bereitgestellt.

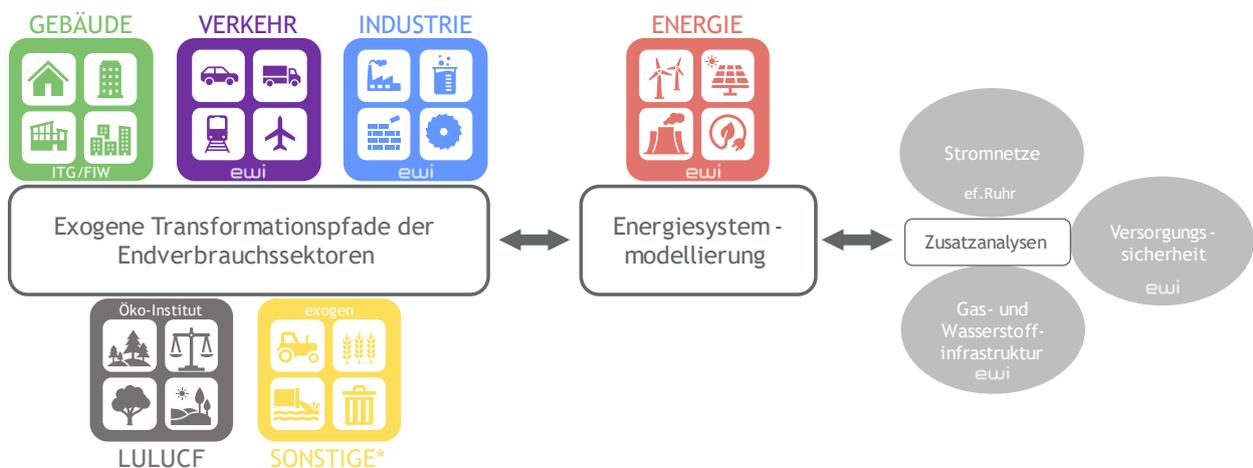


Abbildung 4: Übersicht zum methodischen Vorgehen bei der Modellierung

\* Sonstige umfasst Landwirtschaft, Abfall und Sonstige

Für eine fundierte Entwicklung der Transformationspfade werden darüber hinaus **vertiefende wissenschaftliche Zusatzanalysen** zur Entwicklung der Stromnetze (Übertragungs- und Verteilnetze) von der ef.Ruhr sowie „Entwicklung der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur“ und „Versorgungssicherheit in Extremwetterperioden“ vom EWI eingebunden.

Das **Hauptszenario** dieser Studie, *Klimaneutralität 100 (KN100)*, untersucht wie das Ziel der Klimaneutralität in Deutschland bis zum Jahr 2045 erreicht werden könnte. Das KN100 beschreibt eine konsistente Transformation der Endverbrauchssektoren und des Energiesystems unter bestmöglicher Berücksichtigung des aktuell verfügbaren und relevanten Wissens bezüglich

Abhängigkeiten und Wechselwirkungen verschiedener Systemkomponenten, Innovationsprozessen sowie techno-ökonomischer und gesellschaftlicher Entwicklungen.

Neben dem übergeordneten Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045, orientiert sich das KN100 maßgeblich an den im Klimaschutzgesetz 2021 verankerten nationalen Klimazielen. Sowohl die **sektorspezifischen Klimaziele für das Jahr 2030** werden (mit Ausnahme der Landwirtschaft<sup>5</sup>) erreicht als auch die sektorübergreifenden Minderungsziele für die Jahre 2030 und 2040.

Das Szenario KN100 beschreibt eine konsistente zukünftige Entwicklung zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2045. Dafür wird eine Reihe von Annahmen, insbesondere zu technologischen Entwicklungen, Verfügbarkeiten und Potenzialen getroffen, die naturgemäß Unsicherheiten unterliegen. Deshalb werden in Kapitel 4 vier Pfadausprägungen untersucht, in denen zentrale Einflussgrößen innerhalb der Transformationspfade der Endverbrauchssektoren Industrie, Verkehr und Gebäude variiert werden.

In den Ausprägungen werden die Dimensionen Elektrifizierungsgrad sowie Effizienzentwicklung in den Transformationspfaden der Endverbrauchssektoren des KN100-Szenarios systematisch variiert. Die Variation des Elektrifizierungsgrades führt zu einer Ausprägung „Electrons“, hier steigt beispielsweise der Anteil batterieelektrischer Fahrzeuge oder elektrischer Wärmepumpen im Vergleich zum Hauptszenario KN100. In der Ausprägung „Molecules“ steigt dagegen der Anteil gasbasierter Heizungstechnologien sowie die Nutzung von PKW mit Diesel- oder Benzinantrieben. In der Dimension Effizienzentwicklung gibt es eine Ausprägung „More“, in der die Effizienz weniger stark steigt als im Hauptszenario KN100 und eine Ausprägung „Efficient“, in der höhere Effizienzgewinne realisiert werden. Ein zentraler Parameter für die die Variation ist hier die Gebäudesanierungsrate oder die Effizienzgewinne bei Querschnittstechnologien in der Industrie. Es resultieren die vier Pfadausprägungen „More Molecules“, „More Electrons“, „Efficient Electrons“ und „Efficient Molecules“.

Anhand der Pfadausprägungen lassen sich systematisch Implikationen verschiedener Transformationspfade in den Endverbrauchssektoren auf das Gesamtsystem untersuchen. Dafür wird, für die aus den Pfadausprägungen resultierenden Endenergienachfragen, die kostenminimale Bereitstellung durch das Energiesystem bestimmt. Damit wird insbesondere die Auswirkung auf die erforderliche Bereitstellung von Strom, Wasserstoff sowie von Wasserstoff-Folgeprodukten analysiert.

---

<sup>5</sup> Der exogene Pfad der Landwirtschaft verfehlt das Reduktionsziel im Jahr 2030 um 2 Mio. t CO<sub>2</sub>e. Entsprechend des KSG können diese Emissionen von anderen Sektoren kompensiert werden. Im KN100 werden die Emissionen durch den Energiesektor kompensiert.

## 3 Hauptszenario Klimaneutralität 100

### 3.1 Verkehrssektor

Das Klimaschutzgesetz 2021 sieht vor, die Emissionen des Verkehrssektors bis zum Jahr 2030 auf 85 Mt CO<sub>2</sub>e zu reduzieren und diese somit gegenüber 2019 nahezu zu halbieren. Um das sektorale Klimaziel 2030 und die Klimaneutralität im Jahr 2045 zu erreichen, ist das **Zusammenspiel technologischer und transformatorischer Ansätze** notwendig (siehe Abbildung 5).

**Technologische Ansätze** betreffen die Weiterentwicklung und Marktdurchdringung von Technologien. Entsprechende Ansätze sind der Einsatz alternativer Antriebe wie Elektromotoren oder die Verwendung neuer Energieträger, wie z. B. Wasserstoff oder synthetisch hergestellte flüssige Kraftstoffe wie Kerosin oder Benzin. Ebenso zählen Effizienzverbesserungen, welche den Kraftstoffverbrauch reduzieren, zu den technologischen Ansätzen.



Abbildung 5: Technologische und transformatorische Ansätze im Verkehrssektor

**Transformatorische Ansätze** adressieren die Veränderungen von Mobilitäts- bzw. Verbrauchsverhalten. Hierzu zählen beispielsweise die Wahl der Fahrzeuggröße, die den Kraftstoffverbrauch zentral beeinflusst. Der Anteil von Geländewagen (SUVs) an den Neuzulassungen stieg von

2016 bis 2021 kontinuierlich von 12,7 auf 23,8 %. Dies kompensiert einen großen Teil der technischen Effizienzgewinne und die spezifischen Kraftstoffverbräuche sinken nur geringfügig (Randelhoff, 2017). Weitere transformatorische Elemente sind die Verlagerung auf weniger emissionsintensive Verkehrsträger wie den öffentlichen Verkehr oder eine Reduzierung des Verkehrsvolumens durch eine höhere Fahrzeugauslastung.

Für die Abbildung der Emissionen und der Vermeidungsoptionen im Verkehrssektor werden neun Verkehrsträger unterschieden. Zum motorisierten Individual- und Straßengüterverkehr gehören die PKW, die leichten Nutzfahrzeuge (LNF) sowie die mittleren LKW (3,5-12 t) und schweren LKW (>12 t). Die sonstigen Verkehrsträger umfassen den Schienen-, Binnenschiff- und Luftverkehr sowie den Öffentlichen Straßenpersonenverkehr (ÖSPV) und die Mikromobilität.

#### Entwicklungen im Personen- und Güterverkehr

Im **Personenverkehr** wird angenommen, dass für den Betrachtungszeitraum bis 2050 die Jahresnachfrage nur geringfügig steigt. Die Anteile der unterschiedlichen Verkehrsträger am Personenverkehr ändern sich jedoch im Zeitverlauf deutlich. Ein zentraler Bestandteil der angenommenen Entwicklung ist der Schienenpakt der Bundesregierung. Dieser sieht eine

Verdoppelung der Fahrgastzahlen im Fernverkehr bis 2030 vor. In der Folge wird eine teilweise Verlagerung des nationalen Luftverkehrs und des PKW-Verkehrs auf der Langstrecke auf die Schiene angenommen. Darüber hinaus wird eine zunehmende Verlagerung des innerstädtischen PKW-Verkehrs auf öffentliche Verkehrsmittel wie Busse und Straßenbahnen unterstellt. Weiterhin wird von einem kontinuierlich wachsenden Anteil der Mikromobilität, hauptsächlich in Form von Fahrradverkehr, ausgegangen.

In der Summe reduziert sich der Anteil des PKW-Verkehrs von 2018 bis 2045 von ca. 80 % auf rund 55 %. Dennoch wird der Besitz eines eigenen PKW auch in Zukunft von zentraler Bedeutung sein. Die unterstellte Anpassung des Mobilitätsverhaltens, z. B. die Bildung von Fahrgemeinschaften sowie die stärkere Nutzung von öffentlichen Verkehrsmitteln oder dem Fahrrad führt jedoch zu einem Rückgang der durchschnittlich zurückgelegten Fahrzeugkilometer.

Im **Güterverkehr** wird angenommen, dass die Jahresnachfrage bis 2045 gegenüber 2018 um etwa 22 % steigt. Hierbei steigt bei allen Verkehrsträgern die Verkehrsleistung. Der Anstieg ist primär auf das angenommene Wirtschaftswachstum und einen Anstieg des Zulieferverkehrs, bedingt durch eine Zunahme des Onlinehandels, zurückzuführen. Auch im Güterverkehr wird die Erfüllung der Ziele des Schienenpaktes unterstellt. Er sieht vor, dass die Schiene im Güterverkehr bis 2030 einen Marktanteil von 25 % erreicht. Im Jahre 2018 waren dies noch ca. 19 %.

### Entwicklungen der Fahrzeugbestände

Bei den **PKW** sinkt die Fahrzeugzahl von rund 46 Mio. auf ca. 38 Mio. Fahrzeuge im Jahr 2045 (siehe Abbildung 6). Dabei ist die Batterieelektricität der treibende Faktor, wodurch der Marktanteil von batterieelektrischen und hybriden Elektrofahrzeugen bereits in der kurzen Frist deutlich ansteigt. Es wird angenommen, dass bis 2030 insgesamt 14 Mio. Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen unterwegs sind. Davon sind 9 Mio. Fahrzeuge rein batterieelektrische (BEV) und 5 Mio. Plug-in hybride Fahrzeuge (PHEV). Konventionelle Diesel- und Benzinantriebe bleiben auch bis 2045, hauptsächlich in Form von Plug-in Hybriden, im Fahrzeugportfolio enthalten. Dies liegt an der angenommenen Lebensdauer von 16,5 Jahren und der daraus resultierenden sukzessiven Flottenwäzlung. Dabei kommen ab den frühen 2030er-Jahren konventionelle Antriebe nur noch in Form von Plug-in-Hybriden und ab 2045 nur noch reine Elektro- und Wasserstofffahrzeuge in den Markt.

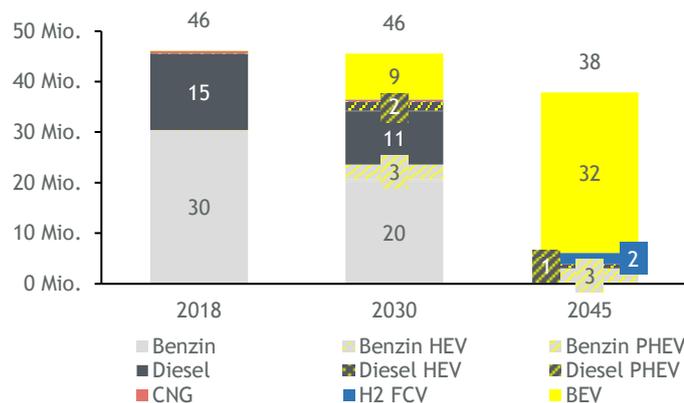


Abbildung 6: Entwicklung des PKW-Bestandes

Auf Grund der steigenden Nachfrage im Lieferverkehr wächst die Anzahl der **LNF** im Zeitverlauf von 2,5 auf 2,8 Mio. Fahrzeuge an. Dabei ist die Elektromobilität auch bei diesem Verkehrsträger der stärkste Treiber. Im (städtischen) Lieferverkehr werden tägliche Verkehrsleistungen erreicht, die in der Regel durch

batterieelektrische Fahrzeuge gedeckt werden können. Auf der Langstrecke stellen zudem Plugin-Hybride und perspektivisch auch Wasserstofffahrzeuge eine Alternative dar. Sie machen am Bestand der LNF einen Anteil von ca. 15 % aus und ergänzen die Elektromobilität auf der Langstrecke.

Bei den LKW im Straßengüterverkehr spielt neben batterieelektrischen Antrieben perspektivisch auch Wasserstoff eine wesentliche Rolle. Wasserstoff wird insbesondere auf der Langstrecke eingesetzt, während batterieelektrische Fahrzeuge hauptsächlich auf der Kurzstrecke und bei leichteren Fahrzeugmodellen (<12,5 Tonnen) eingesetzt werden. Die Rolle von konventionellen Antrieben ändert sich in der kurzen Frist nur geringfügig und Dieselantriebe dominieren weiterhin. Mittelfristig durchdringen alternative Antriebe in größerem Maße den Fahrzeugpark. Hierbei werden Dieselantriebe zunächst durch Erdgas- (CNG) bzw. Flüssigerdgas-Antriebe (LNG) ergänzt. In der langen Frist kommen verstärkt Wasserstoffantriebe zum Einsatz. So haben im Jahr 2045 rund 41 % aller LKW einen Wasserstoffantrieb.

Bei den **übrigen Verkehrsträgern** kommt es auf Grund ihres heterogenen Charakters zu unterschiedlichen Entwicklungen. So wird der Schienenverkehr sowohl im Güter- als auch im Personenverkehr weiter elektrifiziert. Auf schwer zu elektrifizierenden Strecken kommen zudem auch Brennstoffzellenzüge auf Wasserstoffbasis zum Einsatz. Im Luftverkehr bleibt Kerosin auch langfristig der wichtigste Kraftstoff. In der Binnenschifffahrt wird der Schiffsdiesel im Zeitverlauf zunehmend durch LNG und teilweise auch Wasserstoff ersetzt. Im ÖSPV wird der Antriebsmix maßgeblich durch die *Clean Vehicle Directive* beeinflusst. Diese führt dazu, dass die Anteile alternativer Antriebe in Form von Elektromobilität und Wasserstoff bis zum Jahr 2045 rund 85 % steigen. Bei der Mikromobilität ist der Eigenantrieb (z. B. Fahrrad) der dominante Antrieb.

### Endenergieverbrauch im Verkehrssektor

Der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor (siehe Abbildung 7) sinkt im Zeitverlauf deutlich. Den größten Einfluss haben dabei die Verkehrsverlagerung auf weniger emissionsintensive Verkehrsträger wie den ÖSPV oder den Schienenverkehr sowie die verkehrsträgerübergreifende Elektrifizierung der Antriebsstränge. Bis zum Jahr 2045 sinkt der Endenergieverbrauch um ca. 57 % von 762 TWh auf 328 TWh. Insgesamt steigt die Nachfrage nach Strom und Wasserstoff im Verkehrssektor deutlich, während die Nachfrage nach Benzin und Diesel von insgesamt 623 TWh auf 34 TWh sinkt. Der Verbrauch von Kerosin sinkt im Zeitverlauf weniger stark als die anderen öl-basierten Kraftstoffe.

Neben dem allgemeinen Rückgang des Endenergieverbrauchs ändert sich auch die **Zusammensetzung der öl- bzw. gasbasierten Kraftstoffe**. So sind von den 446 TWh flüssigen Kraftstoffen im Jahr 2030 rund 415 TWh fossil. Hinzu kommen ca. 28 TWh biogene und 4 TWh

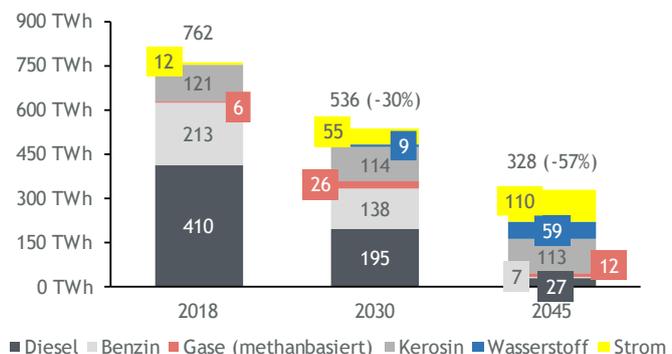


Abbildung 7: Endenergieverbrauch im Verkehrssektor

synthetische Kraftstoffe. Im Jahr 2045 dominieren synthetische Kraftstoffe dann bei den verbleibenden rund 147 TWh flüssigen Kraftstoffen mit einem Anteil von etwa 138 TWh. Dabei entfällt mit 108 TWh der Großteil auf die Luftfahrt. Der biogene Anteil sinkt auf 9 TWh. Fossile Kraftstoffe werden nicht eingesetzt. Die ausgewiesenen Mengen an flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen beziehen sich auf den nationalen Verkehr sowie die internationale Luftfahrt.

Der **direkte Wasserstoffbedarf** steigt im Verkehrssektor vor allem nach 2030 deutlich an. Der größte Treiber sind hierbei die schweren LKW, auf die mehr als die Hälfte der Wasserstoffnachfrage entfällt. Bei den LNF und den PKW wird Wasserstoff vornehmlich auf der Langstrecke eine wichtige Ergänzung zu batterieelektrischen Antrieben. Beim Luft-, dem Schienen- und dem Binnenschiffverkehr spielt Wasserstoff eine eher geringe Rolle.

### 3.2 Industriesektor

Das Klimaschutzgesetz 2021 sieht vor, die Emissionen des Industriesektors bis zum Jahr 2030 auf 118 Mt CO<sub>2</sub>e und somit gegenüber 2018 um mehr als ein Drittel zu reduzieren. Um das sektorale Klimaziel im Jahr 2030 sowie die Klimaneutralität im Jahr 2045 zu erreichen, müssen innovative Technologien eingesetzt, die Energieeffizienz gesteigert sowie vermehrt recycelt werden.



Abbildung 8: Übersicht der Industriebranchen und Prozesse

Der Sektor Industrie ist durch eine heterogene Branchenstruktur gekennzeichnet. In dieser Studie werden die energie- und emissionsintensivsten Branchen Chemie, Eisen & Stahl sowie Steine & Erden detailliert betrachtet. Auf Prozessebene werden zudem Glas & Keramik, Nichteisenmetalle und Papier untersucht. Weitere Branchen wie bspw. Gummi- und Kunststoffwaren sowie Maschinenbau oder Fahrzeugbau werden unter Sonstige Industrie zusammengefasst.

Die Branchen Chemie, Eisen & Stahl und Steine & Erden machten im Jahr 2018 ca. 54 % der gesamten Endenergienachfrage aus. Zudem wurden in diesen Branchen rund 70 % der gesamten

energetischen und prozessbedingten Emissionen<sup>6</sup> emittiert. Veränderungen in diesen Branchen können daher maßgeblich zur Erreichung der im Klimaschutzgesetz verankerten Ziele beitragen.

Produkte	Status quo		KN100	
	Technologien	Hauptenergieträger	Technologien	Hauptenergieträger
<b>Chemie</b>				
Ammoniak	▫ Haber-Bosch, Steam ▫ Methane Reforming (SMR)	▫ Strom ▫ Erdgas (z. T. NE)	▫ Haber-Bosch, Elektrolyse ▫ Haber-Bosch, H <sub>2</sub> -Zukauf	▫ Strom ▫ Wasserstoff (NE)
Aromaten & Olefine	▫ Steamcracking	▫ Naphtha (NE)	▫ Methanol- to-Olefins/-Aromatics ▫ Steamcracking	▫ Strom ▫ Grünes Naphtha (NE)
Methanol	▫ Partialoxidation, Schweröl, Methanolsynthese ▫ SMR, Methanolsynthese	▫ Schweröl (NE) ▫ Erdgas (NE) ▫ Strom	▫ Elektrolyse-Wasserstoff, Methanolsynthese ▫ Biomassevergasung, Methanolsynthese	▫ Wasserstoff (NE) ▫ Biomasse (fest) (NE)
<b>Eisen &amp; Stahl</b>				
Stahl	Primär	▫ Hochofenroute	▫ Direktreduktionsroute mit Elektrolichtbogenofen (DRI-EAF)	▫ Strom
	Sekundär	▫ Elektrolichtbogenofen		▫ Wasserstoff (z. T. NE) ▫ Strom
<b>Steine &amp; Erden</b>				
Kalk	▫ Branntkalk	▫ Braunkohle ▫ Erdgas		▫ Strom ▫ Wasserstoff
Zement	▫ Halbtrockenverfahren	▫ Alternative Brennstoffe	▫ Trockenverfahren	▫ Alternative Brennstoffe
	▫ Trockenverfahren	▫ Steinkohle		▫ Wasserstoff (10%) ▫ Biomasse (fest) (5%)

NE = nichtenergetisch

Abbildung 9: Übersicht der Technologietransformation ausgewählter Industriebranchen

### Technologieentwicklungen in ausgewählten Industriebranchen

Abbildung 9 zeigt eine Übersicht der heutigen Prozesse und der Hauptenergieträger sowie der technologischen Entwicklungen im KN100-Szenario für ausgewählte Branchen.

Die **chemische Industrie** machte im Jahr 2018 rund 21 % des Energieverbrauchs der Industrie aus. Sie setzt sich aus verschiedenartigen Produkten und einer Vielzahl an CO<sub>2</sub>-Vermeidungsoptionen zusammen, sowohl für energetische als auch prozessbedingte Emissionen. Für das Szenario KN100 wurden insbesondere Ammoniak, Aromaten & Olefine, Chlor und Methanol untersucht und Transformationspfade hin zu einer klimaneutralen Zukunft entwickelt. Anstelle der heute eingesetzten fossilen Energieträger wie Erdgas, Öl und Naphtha, werden zukünftig zunehmend klimaneutrale Alternativen wie Wasserstoff, Biomasse und grünes Naphtha genutzt.

- **Ammoniak** wird derzeit größtenteils mit Wasserstoff aus Methan-Dampfreformierung im Haber-Bosch-Verfahren erzeugt. Bis 2045 wird Ammoniak vollständig über grünen Wasserstoff erzeugt und ist in Kombination mit dem strombasierten Haber-Bosch-Verfahren klimaneutral.
- **Aromaten & Olefine** werden primär zur Herstellung von Kunststoffprodukten genutzt und aktuell größtenteils in Steamcrackern auf Basis von fossilem Naphtha erzeugt. Im Szenario KN100 wird angenommen, dass bis 2045 ca. 60 % über Methanol-to-Olefins und -Aromatics

<sup>6</sup> Zu prozessbedingten Emissionen werden Emissionen gezählt, die nicht bei der energetischen Nutzung von Energieträgern entstehen, sondern durch den Einsatz von Rohstoffen (z. B. fossile Gase oder Öle) durch chemische oder physikalische Umwandlung freigesetzt werden.

(MTO/MTA)<sup>7</sup> und 40 % über Steamcracker auf Basis von importiertem grünem Naphtha erzeugt wird.

- **Methanol** wird heute über Methanolsynthese in Kombination mit Partialoxidation von Schweröl und Dampfreformierung von Erdgas erzeugt. Im Szenario KN100 wird Methanol bis 2045 zu 60 % über elektrolysebasierten Wasserstoff und zu 40 % über die Vergasung von Biomasse erzeugt.

Die Branche **Eisen & Stahl** machte im Jahr 2018 rund 25 % der Energienachfrage der Industrie aus. Grundsätzlich wird Stahl in Primär- und Sekundärstahl unterteilt. Primärstahl macht heute rund zwei Drittel der gesamten Stahlproduktion aus und wird in Deutschland fast ausschließlich über die Hochofenroute erzeugt. Im Szenario KN100 wird angenommen, dass Primärstahl langfristig vollständig über die wasserstoffbasierte Direktreduktion und anschließende Schmelze in Elektrolichtbogenöfen (DRI-EAF-Route) erzeugt wird. Durch die Nutzung von Wasserstoff können direkte Emissionen um nahezu 100 % vermindert werden<sup>8</sup>. Sekundärstahl ist das Produkt des Recyclings von Stahlschrott in Elektrolichtbogenöfen (EAF). Diese Route ist energieeffizienter als die Primärstahlerzeugung, jedoch ist die rein schrottbasierte EAF-Route zur Herstellung hochwertiger Stahlprodukte technologisch nur begrenzt geeignet. Zudem wird der mögliche Einsatz dieser Route durch die Verfügbarkeit und Qualität der Schrotte beschränkt.

Der Bereich **Steine & Erden** machte im Jahr 2018 rund 8 % der Energienachfrage der Industrie aus. Trotz des niedrigen Anteils an der Energienachfrage nimmt die Herstellung von Steinen und Erden eine Schlüsselposition in Bezug auf die CO<sub>2</sub>-Vermeidung ein. Heute werden durch den thermischen Einsatz von Kohle, Erdgas und alternativen Brennstoffen<sup>9</sup> sowie Prozessemissionen große Mengen CO<sub>2</sub> emittiert. Eine Reduktion der Emissionen in der Zementindustrie wird über das Zusammenspiel verschiedener technologischer Entwicklungen erreicht. So können bspw. durch den Einsatz ressourceneffizienter Betone (CEM II/C und CEM VI<sup>10</sup>) und alternativer Bindemittel als Ersatz für Klinker, langfristig Energie und Emissionen eingespart werden. Grundlegende technologische Weiterentwicklungen der konventionellen Verfahren werden weder in der Kalk- noch der Zementindustrie erwartet. Anfallende Prozessemissionen und Restemissionen aus der Nutzung alternativer Brennstoffe werden durch CCU (Carbon Capture and Utilization) und CCS vermieden.

### Entwicklung der Produktionsmengen

Das KN100-Szenario trifft für alle betrachteten Branchen Annahmen über Entwicklungen der Produktionsmengen. Dabei wird unterstellt, dass ein **funktiozierender Carbon-Leakage Schutz** in Deutschland und der EU mögliche Wettbewerbsnachteile für die deutsche Industrie weitgehend abwenden kann.

---

<sup>7</sup> Über das MTO/MTA-Verfahren können Olefine und Aromaten über den Einsatz von Methanol erzeugt werden. Dies ist eine alternative Route zur heute weit verbreiteten Erzeugung durch den Einsatz von Naphtha in Steamcrackern.

<sup>8</sup> Als direkte Emissionen verbleiben noch rund 30 kg CO<sub>2</sub> pro Tonne Primärstahl durch Elektrodenabbrand und Schäumkohle (Hölling et al., 2017).

<sup>9</sup> Alternative Brennstoffe sind z. B. Altreifen, Altöl, Tiermehle, aufbereitete Gewerbe- und Siedlungsabfälle sowie Klärschlamm (VDZ, 2020)

<sup>10</sup> Durch den Einsatz von Zementen wie CEM II/C und CEM VI kann der Klinkergehalt um bis zu 50 % reduziert werden. Die Klinkerherstellung ist sehr energieintensiv und für einen großen Teil des Energieverbrauchs und der Prozessemissionen verantwortlich (VDZ, 2020).

In der **chemischen Industrie** werden für Ammoniak und Aromaten & Olefine sinkende Produktionsmengen in Deutschland angenommen. Bei Ammoniak sinkt die Produktion 2045 gegenüber 2018 um 28 %. Bei Aromaten & Olefine sinken die Produktionsmengen im gleichen Zeitraum annahmegemäß um 5 %. Gerade bei Ammoniak hängt die Produktion stark vom Vorprodukt Wasserstoff ab. Vor allem an Standorten mit guten Bedingungen zur Produktion von Elektrolyse-Wasserstoff könnten langfristig auch Folgeprodukte wie Ammoniak produziert werden. Verstärkt wird dieser potenzielle Effekt durch die besseren Transporteigenschaften von Ammoniak im Vergleich zu Wasserstoff. Für die Basisnachfrage nach **Methanol** wird ein Nullwachstum angenommen. Durch den Einsatz des MTO/MTA-Verfahrens zur Herstellung von Aromaten & Olefinen erhöht sich die Methanolnachfrage jedoch insgesamt um den Faktor 15, wodurch Methanol ein zentraler Baustein auf dem Weg zu einer klimaneutralen Chemieindustrie wird. Es wird dabei angenommen, dass langfristig das Verhältnis von Importen und heimischer Produktion ausgeglichen ist.

Trotz dem starken internationalen Wettbewerb im Bereich **Stahl** wird im Szenario KN100 keine Abwanderung der Produktionsstätten angenommen. Dabei unterstützt eine mögliche zukünftige Vorreiterrolle bei der Produktion von grünem Stahl im internationalen Wettbewerb. Vor diesem Hintergrund wird für die Stahlindustrie eine konstante Produktion auf dem Niveau von 2018 (42,4 Mio. t Rohstahl) angenommen.

Für die Segmente **Zement und Zementklinker** gibt es zwei Effekte, die Einfluss auf die Produktionsmengen haben: die Entwicklung der Baukonjunktur sowie Ressourceneffizienz. Die annahmegemäß rückläufige Anzahl von Neubauten im Gebäudesektor verringert langfristig die notwendige Produktion in geringem Ausmaß. Stärkeren Einfluss hat die Nutzung von Ressourcenpotenzialen, wie materialsparende Bauweisen sowie der Einsatz ressourceneffizienter Betone, welche die notwendigen Mengen an Zementklinker und Zement langfristig senken. Die inländische Produktion von Zement sinkt durch diese Effekte bis 2045 um rund 14 %.

### Entwicklung der Energieeffizienz

Unter Effizienz werden allgemeine technologische Entwicklungen zusammengefasst, wie z. B. Optimierungen von Querschnittstechnologien (Pumpen, Ventilatoren, elektrische Motoren, etc.), oder die Steigerung der Energieeffizienz bei bestehenden und neuen industriellen Verfahren. In den Branchen Chemie und Eisen & Stahl sind die Anteile von Querschnittstechnologien, in denen die größten Effizienzpotenziale liegen, vergleichsweise gering. Viele Prozesse sind weitgehend ausoptimiert und Effizienzpotenziale werden als gering eingeschätzt. In anderen Branchen, wie Steine & Erden und Sonstige Industrie liegen größere Potenziale vor. In der Sonstigen Industrie werden beispielsweise bis 2045 kumulierte Energieeffizienzsteigerungen von 34 % angenommen.

## Entwicklung der Recyclingquoten

Die Recyclingquoten spielen neben dem Bereich Eisen & Stahl (hier Sekundärproduktion) auch in weiteren Branchen eine wichtige Rolle. Dazu zählen die Glas<sup>11</sup>- und Papierindustrie sowie die Sekundärproduktion von Aluminium und Kupfer. Sowohl in der Stahlindustrie als auch in den anderen Branchen werden insgesamt nur geringe Steigerungspotenziale erwartet. Recyclingquoten und Sekundärproduktionen sind mehr durch die Verfügbarkeit und Qualität recyclingfähiger Materialien und weniger durch technische Potenziale begrenzt.

## Endenergieverbrauch im Industriesektor

Der Endenergieverbrauch der Industrie geht bis 2045 um rund 20% gegenüber 2018 zurück. Dabei ersetzen Strom und Wasserstoff bis 2045 zunehmend Kohle und Öle. Auch methanbasierte Gase verlieren an Bedeutung.

Der Stromverbrauch steigt bis 2030 von 226 TWh auf 263 TWh. Gründe für den Anstieg sind unter anderem eine stärkere Durchdringung strombasierter Technologien in Branchen mit einem hohen Bedarf an Niedrig- und Mitteltemperaturwärme. Methanbasierte Gase nehmen im Jahr 2030 mit etwa 146 TWh weiterhin eine wichtige Rolle ein, werden jedoch zunehmend durch Wasserstoff und Strom substituiert. Der Verbrauch von Kohle sinkt bis 2030 maßgeblich durch die Umstellung von der Hochofenroute auf wasserstoffbasierte Direktreduktion in der Stahlindustrie.

Bis 2045 werden die fossilen Energieträger Kohle und Öl vollständig durch Strom, feste Biomasse und Wasserstoff substituiert. Durch den Einsatz fester Biomasse, speziell im Bereich Prozesswärme, entsteht in Kombination mit CCS oder CCU eine CO<sub>2</sub>-Senke. Die Stromnachfrage steigt bis 2045 auf 311 TWh und kommt auf einen Anteil von etwa 54 % am Endenergieverbrauch. Zusätzlich zum Einsatz im Bereich der Niedrig- bis Mitteltemperaturwärme erhöhen auch stromintensivere Prozesse in der Chemieindustrie wie das MTO/A-Verfahren oder der Einsatz von Elektrolyseuren für die Ammoniakproduktion den Stromverbrauch. Fernwärme trägt langfristig mit ca. 8 % zur Deckung des Energiebedarfs bei. Der Anteil von Wasserstoff liegt aufgrund der voranschreitenden Substitution, bspw. im Bereich der Hochtemperaturwärme, langfristig über dem von methanbasierten Gasen.

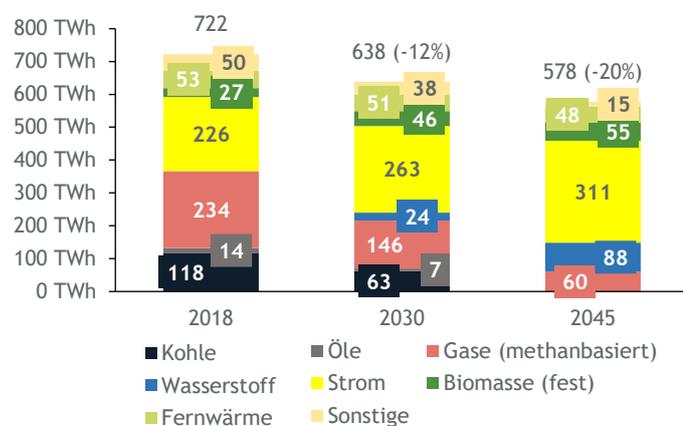


Abbildung 10: Endenergieverbrauch im Industriesektor

In der Industrie werden 2045 insgesamt etwa 191 TWh Wasserstoff verbraucht. Zusätzlich zum energetischen Verbrauch von 88 TWh kommen noch 103 TWh nichtenergetischer Verbrauch. Den

<sup>11</sup> Die Entwicklung der Recyclingquote bezieht sich im Bereich Glas auf den Anteil der Scherbeneinsätze.

größten Verbrauch verzeichnen dabei die Branchen Chemie und Eisen & Stahl, welche im Jahr 2045 zusammen rund 83 % der gesamten Wasserstoffnachfrage in der Industrie ausmachen.

Neben Wasserstoff spielt auch der Einsatz von Biomethan eine wichtige Rolle bei der Erreichung der Klimaneutralität. Im Jahr 2045 werden insgesamt 33 TWh und damit über 50 % des Bedarfes an methanbasierten Gasen biogen gedeckt. Langfristig wird zudem synthetisches Naphtha eingesetzt. 2045 werden etwa 51 TWh grünes Naphtha, ca. 59 % des nichtenergetischen Verbrauchs von Ölen, synthetisch hergestellt.

### 3.3 Gebäudesektor<sup>12</sup>

Das Klimaschutzgesetz 2021 sieht vor, die Treibhausgasemissionen des Gebäudesektors bis zum Jahr 2030 auf 67 Mio. t zu reduzieren. Das entspricht einer Minderung um rund 45 % gegenüber 2020. Die energetische Qualität und die damit verbundenen Treibhausgasemissionen eines Gebäudes werden überwiegend von den thermischen Eigenschaften der Gebäudehülle und der Effizienz des Versorgungssystems sowie von dem eingesetzten Energieträger bestimmt. Um das sektorale Klimaziel 2030 und die Klimaneutralität im Jahr 2045 zu erreichen, muss ein Dreiklang an Maßnahmen umgesetzt werden:

- Die Gebäudehülle muss energetisch verbessert werden, um den Bedarf an Energie zu reduzieren.
- Die Anlagentechnik in und an den Gebäuden muss effizienter werden und einen höheren Anteil erneuerbarer Energien nutzen.
- Der fossile Anteil und damit die spezifischen Treibhausgasemissionen der flüssigen und gasförmigen Energieträger müssen reduziert werden, gleichzeitig muss der Strom zunehmende Anteile erneuerbarer Energien aufweisen.

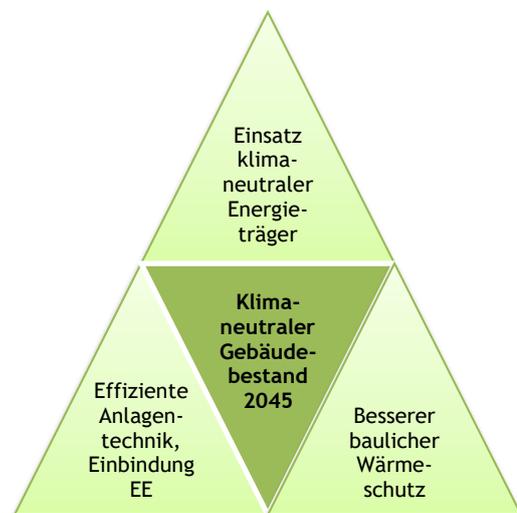


Abbildung 11: Maßnahmen zur Erreichung der Klimaneutralität im Gebäudesektor

Das Ziel des Gutachtens besteht in der Erarbeitung eines realistischen Pfades zur Entwicklung des Gebäudesektors in Hinblick auf die sektoralen und übergeordneten Ziele nach KSG.

<sup>12</sup> Das Kapitel 3.3 Gebäudesektor wurde vom Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden (ITG) und vom Forschungsinstitut für Wärmeschutz e. V. München (FIW) verfasst (FIW/ITG-Gutachterbericht, 2021).

Im Folgenden werden die grundsätzlichen Randbedingungen, die modellierten Entwicklungen des baulichen Wärmeschutzes und der Anlagentechnik sowie die daraus resultierende Entwicklung des Endenergieverbrauchs für das Klimaneutralitätsszenario KN100 beschrieben.

### Entwicklung des Wohngebäudebestandes

Der im Jahr 2045 resultierende Wohngebäude- bzw. Wohnungsbestand wird durch Neubau- und Abrissaktivitäten beeinflusst. Zwischen 2020 und 2045 werden insgesamt ca. 5,75 Mio. Wohnungen überwiegend in Mehrfamilienhäusern neu errichtet.

Dabei sinkt das Neubauvolumen bis 2030 auf rund 200.000 Wohneinheiten pro Jahr und stagniert auf diesem Niveau. Gleichzeitig findet ein Wohnungsabgang mit durchschnittlich ca. 59.000 Wohneinheiten pro Jahr statt. Durch die Neubau- und Abrissaktivitäten erhöht sich die Anzahl der Wohneinheiten gegenüber dem Status quo um 4,1 Mio. Die Gesamtanzahl der Wohngebäude steigt um ca. 1,7 Mio. bis 2045.

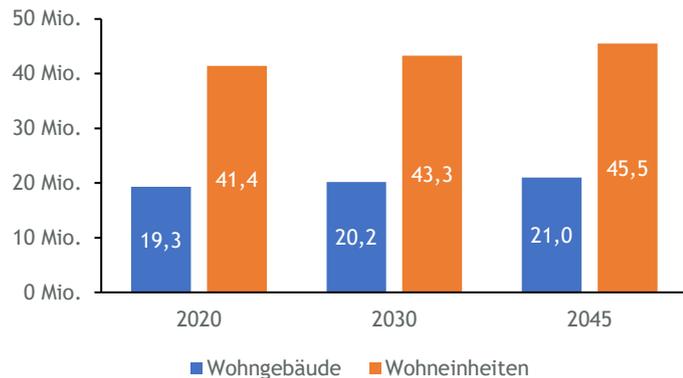


Abbildung 12: Entwicklung des Wohngebäude- und Wohnungsbestandes

### Entwicklung des baulichen Wärmeschutzes

Im Bereich des baulichen Wärmeschutzes der Bestandsgebäude steigt die Sanierungsrate als Vollsanierungsäquivalent von aktuell ca. 0,9 % mit 0,1 Prozentpunkten Steigerung pro Jahr auf 1,9 % für alle Gebäudetypen. Ab 2031 verbleibt die Sanierungsrate auf diesem Niveau.

Die durchschnittliche Sanierungsrate im Betrachtungszeitraum zwischen 2020 und 2045 liegt somit bei 1,73 %. Die Anzahl der jährlich modernisierten Wohneinheiten steigt bis 2031 von aktuell rund 400.000 Wohneinheiten auf rund 786.000 Wohneinheiten und verbleibt danach auf gleichem Niveau. Im Zeitraum 2020 bis 2030 werden bereits 6,6 Mio. Wohneinheiten modernisiert, bis 2045 erhöht sich der Wert auf 18,4 Mio. Wohneinheiten.

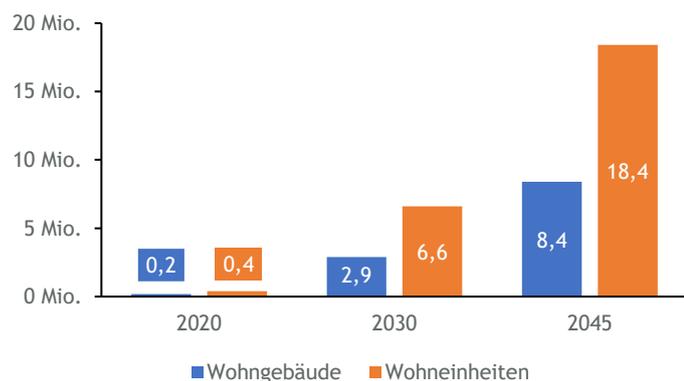


Abbildung 13: Kumulierte Anzahl der modernisierten Wohngebäude und -einheiten im Zeitraum 2020-2045

Mit Blick auf die Entwicklung der Sanierungstiefe geht der aktuell überwiegende Anteil der Modernisierungen auf das bauliche Niveau eines Effizienzhauses 85 bis 2035 kontinuierlich zurück. Gleichzeitig steigt der Anteil der gemäß den baulichen Anforderungen an das Effizienzhaus 55

modernisierten Gebäude besonders nach 2030 deutlich an. Alle nach 2040 modernisierten Gebäude erreichen das Niveau des Effizienzhaus 55. Das Anforderungsniveau an die entsprechende energetische Modernisierung erfolgt in Anlehnung an die Effizienzhausdefinition als Verhältnis des erwünschten spezifischen Transmissionswärmeverlustes zum korrespondierenden Transmissionswärmeverlust des Referenzgebäudes.

Als baulicher Neubaustandard wird bereits ab dem Jahr 2022 das Niveau eines Effizienzhauses 55 unterstellt. Ab 2030 wird für die danach errichteten Gebäude das bauliche Anforderungsniveau des Effizienzhauses 40 angenommen.

### Entwicklung der Anlagentechnik

Die Entwicklung der Beheizungsstruktur im Betrachtungszeitraum bis 2045 wird durch folgende Treiber beeinflusst:

- deutliche Intensivierung der Modernisierungsaktivitäten bis 2030 ggü. dem Status quo
- deutlicher Rückgang ölbeheizter Gebäude
- sinkende Anteile gasbeheizter Gebäude
- forcierter Ausbau von Wärmepumpen
- Ausbau von Biomassewärmeerzeugern
- Steigerung der Anschlüsse an Wärmenetze
- zunehmende Hybridisierung, darunter Ausbau von Solarthermie und Photovoltaik (PV)
- schnellerer Markthochlauf bei Brennstoffzellen

Im Hinblick auf die KSG-Zielerfüllung für das Jahr 2030 und die Verfügbarkeit klimaneutraler flüssiger und gasförmiger Brennstoffe im Jahr 2030 wird unterstellt, dass Gas-Brennwertkessel

- ab 2022 immer mit mindestens solarer Trinkwassererwärmung (TWE)
- ab 2030 immer mit solarer TWE und Heizungsunterstützung

installiert werden. Für Öl-Brennwertkessel wird angenommen, dass diese bereits ab 2025 immer mit solarer TWE und Heizungsunterstützung installiert werden. Gleichzeitig werden keine neuen Niedertemperaturkessel im Mehrfamilienhausbereich ab 2022 eingesetzt. Darüber hinaus wird unterstellt, dass alle nach 2025 installierten Gas-Brennwertkessel wasserstofffähig sind und eine Umstellung vom Betrieb mit Erdgas oder Erdgas/Wasserstoff-Gemischen (ggf. mit Biomethananteilen) auf reinen Wasserstoff möglich ist.

Die Absatzzahlen insgesamt steigen bis 2030 gegenüber dem Status quo deutlich, da der Gebäudesektor die für

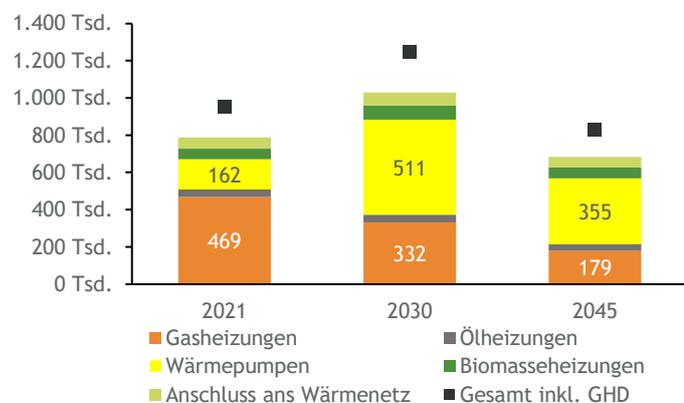


Abbildung 14: Entwicklung der Absatzzahlen für zentrale Wärmeerzeuger im Wohngebäudebereich im Vergleich zu Gesamtabsatzzahlen

das Jahr 2030 angestrebte Treibhausgasemissionsminderung vor allem durch Effizienzmaßnahmen und nur zu einem sehr geringen Anteil durch klimaneutrale Energieträger erreichen kann. Ab 2030 wird von einer steigenden Verfügbarkeit von klimaneutralen gasförmigen und flüssigen Brennstoffen ausgegangen, was einen etwas sinkenden Anlagenaustausch zur Folge hat.

Zwischen 2021 und 2030 steigen die Absatzzahlen für Wärmepumpen inkl. Hybridgeräte im Wohngebäudebereich (Neubau und Bestand) von rund 161.000 auf 511.000 pro Jahr. Im Zeitraum von 2030 bis 2040 geht die Anzahl der jährlich in Wohngebäuden installierten Wärmepumpen etwas zurück. Im Zeitraum zwischen 2040 und 2045 liegen die gesamten Absatzzahlen im Durchschnitt bei rund 400.000 Wärmepumpen p.a.

Der Einbau von mechanischen Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung wird als eine weitere Maßnahme zur Effizienzsteigerung und damit zur Verringerung der Treibhausgasemissionen des Gebäudesektors berücksichtigt. Die Anzahl der Wohneinheiten mit mechanischen Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung steigt bis 2045 auf fast 8,8 Mio., wobei der jährliche Zubau bis 2040 kontinuierlich ansteigt und danach auf einem nahezu konstanten Niveau verbleibt.

### Resultierende Beheizungsstruktur

Die Anzahl der mit gasförmigen Energieträgern beheizten Wohngebäude geht von 10,7 Mio. im Jahr 2020 auf 7,7 Mio. im Jahr 2045 zurück. Die Anzahl der mit flüssigen Energieträgern versorgten Gebäude verringert sich von 5,5 Mio. auf ca. 3,4 Mio. im Jahr 2030 und 1,24 Mio. im Jahr 2045.

2030 werden ca. 4,1 Mio. Wärmepumpen betrieben. Bis 2045 erhöht sich der Wert auf 9,0 Mio. in Wohngebäuden. Die Anzahl der Wohngebäude, die mit zentralen Biomasseheizungen

beheizt werden, steigt um knapp 1 Mio. auf 1,8 Mio. bis zum Jahr 2045. Die Anzahl der an Wärmenetze angeschlossenen Gebäude nimmt von aktuell rund 1,3 Mio. auf 1,75 Mio. im Jahr 2045 zu. Die Anzahl der mit Wärmenetzen versorgten Wohneinheiten steigt von 6,2 Mio. im Status quo auf rund 9,0 Mio. im Jahr 2045. Das entspricht einer Steigerung um 43 %.

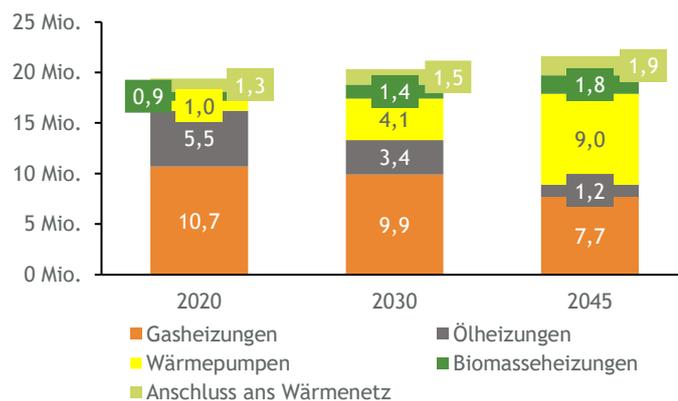


Abbildung 15: Resultierende Beheizungsstruktur nach Hauptwärmeerzeuger/Energieträger in Wohngebäuden

### Endenergieverbrauch im Gebäudesektor

Der gesamte Endenergieverbrauch<sup>13</sup> der Wohngebäude wird gegenüber dem Status quo durch Effizienzsteigerung im Bereich der Gebäudehülle und Anlagentechnik sowie Einbindung

<sup>13</sup> Ohne Umweltwärme und Solarthermie.

erneuerbarer Energien nahezu halbiert und beträgt im Jahr 2045 rund 345 TWh. Neben den Effizienzmaßnahmen führt der Energieträgerwechsel zum sinkenden Verbrauch an flüssigen und im geringeren Maß an gasförmigen Energieträgern. Der forcierte Ausbau von Wärmepumpen führt zur Steigerung des Stromverbrauchs für die Wärmepumpen. Dieser erhöht sich von aktuell 5,7 TWh auf 28,6 TWh im Jahr 2045.

Der gesamte Gebäudesektor-relevante Endenergieverbrauch der Nichtwohngebäude verringert sich um 30 % ggü. dem Status quo und beträgt im Jahr 2045 226 TWh. Dabei sinkt der Verbrauch an gasförmigen Energieträgern um 56 TWh und liegt zum Ende des Betrachtungszeitraum bei 43 TWh. Der Verbrauch von flüssigen Energieträgern geht bis zum Jahr 2045 auf etwa 1 TWh zurück. Gleichzeitig steigt der Stromverbrauch ggü. dem Status quo um 11 TWh und erreicht 2045 einen Wert von 158 TWh.

Der gesamte Endenergieverbrauch im Gebäudesektor sinkt um 40 % ggü. 2020

und beträgt im Jahr 2045 damit 571 TWh. Der Verbrauch an gasförmigen Energieträgern wird gegenüber dem Status quo um 235 TWh reduziert und beträgt im Jahr 2045 120 TWh. Der Verbrauch von flüssigen Energieträgern geht bis zum Jahr 2045 von 183 TWh auf 11 TWh zurück. Der Stromverbrauch steigt um 29 TWh ggü. 2020 und liegt 2045 bei 303 TWh.

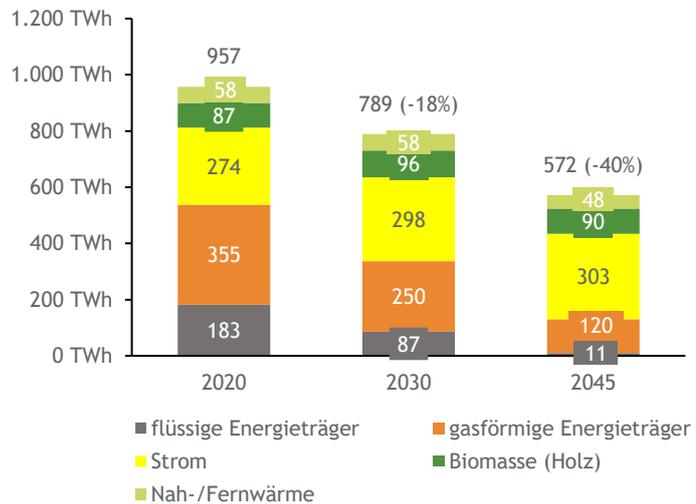


Abbildung 16: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Gebäudesektor

### Klimaneutrale Brennstoffe und der zukünftige Einsatz von Wasserstoff<sup>14</sup>

Neben dem Rückgang des Endenergieverbrauchs ändert sich auch die Zusammensetzung der öl- bzw. gasbasierten Energieträger. Die Zusammensetzung ist ein Ergebnis der Energiesystemmodellierung des EWI.

Ab 2030 wird im Gebäudesektor Wasserstoff verbraucht, zunächst im Rahmen einer Beimischung von Wasserstoff in die Methanverteilnetze. Die durchschnittliche Wasserstoffbeimischung liegt im Jahr 2030 bei 5,8 Vol.-% (entspricht 1,8 Energie-%). Bis zum Jahr 2045 erfolgt eine sukzessive Umstellung der Verteilnetze auf Wasserstoff, sodass im Jahr 2045 ca. 65 % der Nachfrage nach gasförmigen Energieträgern für die Wärmeerzeugung im Gebäudesektor mit Wasserstoff gedeckt wird. Die Wasserstoffbeimischung steigt bis 2045 auf 13,9 Vol.-% (entspricht 4,7 Energie-%). Der Wasserstoffverbrauch steigt somit bis zum Jahr 2045 auf insgesamt knapp 79 TWh, die verbleibende Menge gasförmiger Energieträger entspricht methanbasierten Gasen. Die

<sup>14</sup> Der Abschnitt „Klimaneutrale Brennstoffe und der zukünftige Einsatz von Wasserstoff“ wurde vom EWI verfasst.

Entwicklung der Wasserstoff- und Gasinfrastruktur und die Voraussetzungen für eine Umstellung der Verteilnetze auf Wasserstoff werden in Kapitel 3.6 beschrieben.

Bei der Zusammensetzung von Heizöl und methanbasierten Gasen spielen biogene Brennstoffe und in der langen Frist auch synthetisch hergestelltes PtL-Heizöl eine wichtige Rolle. Im Jahr 2030 werden etwa 26 TWh (10 %) der methanbasierten Gase biogen bereitgestellt. Im Jahr 2045 werden noch etwa 11 TWh fossiles Erdgas genutzt, während etwa 30 TWh biogen bereitgestellt wird. Flüssige Energieträger bestehen im Jahr 2030 vollständig aus konventionellen Energieträgern. Im Jahr 2045 spielt konventionelles Öl im Gebäudesektor jedoch keine Rolle mehr und der Bedarf an flüssigen Energieträgern (11 TWh) wird zu 80 % synthetisch und zu etwa 20 % biogen gedeckt.

### 3.4 Energiesektor

Im KN100-Szenario wird die europäische Energiebereitstellung bis 2050 entsprechend des *European Green Deal* klimaneutral, in Deutschland zielgemäß bereits bis zum Jahr 2045. Das bedeutet: Bei der Erzeugung von Strom und Fernwärme, aber auch bei der Bereitstellung von Gasen und flüssigen Energieträgern für den Endverbrauch oder den Energiesektor dürfen keine Treibhausgase emittiert werden oder diese müssen durch technische oder natürliche CO<sub>2</sub>-Senken bilanziell ausgeglichen werden. Das sektorale Klimaziel der Energiewirtschaft für 2030 beträgt 108 Mt CO<sub>2</sub>e.

Beim aggregierten **Endenergieverbrauch**, der vom Energiesektor bereitgestellt werden muss, erfolgt eine Verlagerung weg von konventionellen Energieträgern und hin zu Strom und Wasserstoff. Durch die Elektrifizierung von Endenergieanwendungen und die sinkende Nachfrage nach konventionellen Energieträgern steigt der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch von 21 % im Jahr 2018 auf 31 % im Jahr 2030. Im Jahr 2045 macht Strom 49 % der Endenergienachfrage aus und hat damit den mit Abstand größten Anteil. Die Nachfrage nach Kohle, Ölen und methanbasierten Gasen<sup>15</sup> geht bis 2030 um 39 % gegenüber 2018 zurück. Die Nachfrage nach Ölen (-42 %) sinkt überproportional, da im Verkehr weniger konventionelle Kraftstoffe wie Diesel und

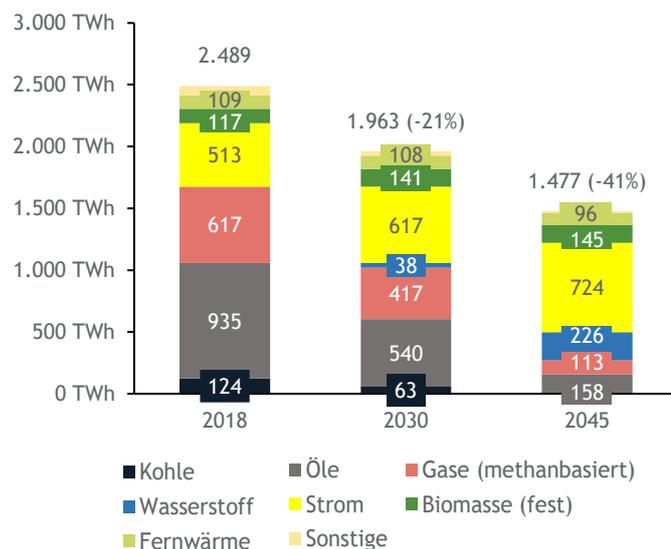


Abbildung 17: Aggregierter Endenergieverbrauch der Verbrauchssektoren nach Energieträgern

<sup>15</sup> Öle sind inklusive synthetischer und biogener Anteile; Methanbasierte Gase sind inklusive synthetischer und biogener Anteile, exklusive Wasserstoff.

Benzin (-40 %) sowie im Gebäudesektor weniger Heizöl (-50 %) nachgefragt werden. Im Jahr 2045 haben Öle und methanbasierte Gase noch einen Anteil von 18 % an der Endenergienachfrage, Kohle wird nicht mehr als Endenergieträger genutzt. Wie auch die Fernwärmenachfrage bleibt die Nachfrage nach festen biogenen Brennstoffen in etwa auf heutigem Niveau.

### **Stromnachfrage**

Die Bruttostromnachfrage steigt bis 2030 auf 698 TWh und bis 2045 auf 910 TWh. Im Verkehrssektor wächst der Strombedarf durch den Durchbruch der Elektromobilität und verfünffacht sich bis 2030 in etwa. Anschließend erfolgt eine weitere Verdoppelung der Nachfrage bis 2045 auf 110 TWh. Im Gebäudesektor führt der vermehrte Einsatz von Wärmepumpen zu einem Nachfrageanstieg, der allerdings durch bessere Gebäudedämmung und effizientere Anwendungen teilweise kompensiert wird. Bis 2045 beträgt der Anstieg im Gebäudesektor 23 TWh (+9 %). Die Stromnachfrage der Industrie steigt in Folge der Umstellung auf strombasierte Produktionsprozesse bis 2045 um 93 TWh (+43 %) im Vergleich zu 2019.

Zusätzlich benötigt die wachsende nationale Wasserstoffwirtschaft zunehmend Strom. Bis 2030 wird die nationale Wasserstoffstrategie umgesetzt und 5 GW Elektrolyseursleistung in Deutschland installiert. Für die Erzeugung von knapp 10 TWh grünem Wasserstoff werden 14 TWh Strom im Jahr 2030 benötigt. Bis 2045 steigt die Elektrolyseursleistung in Deutschland auf 24 GW und der für Elektrolyse aufgewendete Strom auf 88 TWh an.

### **Stromerzeugung und Kraftwerkspark**

Eine günstigste CO<sub>2</sub>-Vermeidungsoption im Energiesektor ist das Ersetzen von Kohleverstromung durch weniger emissionsintensive Formen der Stromerzeugung. Entsprechend geht die Kohleverstromung bereits bis 2030 deutlich zurück. Die Erzeugung in Kohlekraftwerken beschränkt sich auf Wintermonate, in denen dargebotsabhängige erneuerbare Energien weniger zur Stromerzeugung beitragen. Insgesamt verbleiben 4 GW Braunkohle und 8 GW Steinkohle am Markt, diese erreichen aber geringe Auslastungen und erfüllen eher eine Back-up-Funktion.

Parallel zum Rückgang bei der Kohlekraft wird Ausstieg aus der Kernenergie bis Ende 2022 abgeschlossen. Um den Rückgang steuerbarer Kraftwerksleistung zu kompensieren, werden bereits bis 2030 ca. 15 GW Gaskraftwerkskapazität zugebaut. Etwa zwei Drittel davon stehen als Spitzenlast- bzw. Reservekraftwerke zur Verfügung. In den 2020ern zugebaute Gaskraftwerke sind direkt oder durch die Option zur Nachrüstung wasserstofffähig. Ab 2040 wird Wasserstoff zur Stromerzeugung eingesetzt.

Im Jahr 2045 besteht der Bestand von steuerbaren Kraftwerken vor allem aus wasserstofffähigen Gas- und Dampf-Kombikraftwerken (GuD-Kraftwerke) und Spitzenlastkraftwerken (insgesamt 50 GW). Kraftwerke, die ausschließlich methanbasierte Gase verbrennen verbleiben mit 9 GW am Markt, erfüllen aber hauptsächlich eine Reservefunktion. Die Stromerzeugung in Gaskraftwerken ist daher nahezu vollständig wasserstoffbasiert. Restemissionen aus der Verstromung von Erdgas werden durch negative Emissionen an Biomasse-KWK-Anlagen, d. h. mithilfe von BECCS, überkompensiert.

Zentraler Bestandteil der Dekarbonisierung im Energiesektor ist der Ausbau Erneuerbarer Energien: Bis 2030 verdoppelt sich die installierte Leistung von Wind und PV gegenüber 2019 nahezu. Dabei werden die Ausbauziele der Bundesregierung jeweils übererfüllt. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verdoppelt sich etwa von 242 TWh im Jahr 2019 auf 475 TWh im Jahr 2030. Insgesamt haben Erneuerbare Energien 2030 einen Anteil von 68 % an der Bruttostromnachfrage. Das 65 %-Ziel der Bundesregierung wird also übertroffen.

Die installierte Leistung von Wind und PV vervierfacht sich bis 2045 gegenüber 2019 in etwa. In Deutschland sind im KN100 Szenario im Jahr 2045 ca. 50 GW Wind Offshore, 124 GW Wind Onshore und insgesamt 260 GW Photovoltaik installiert. Der Ausbau erneuerbarer Energien wird flankiert durch den Zubau von Flexibilitäten, insbesondere Batteriespeichern. Bis 2030 sind 2 GW und bis 2045 ca. 15 GW Speicher am Markt aktiv.

Zusätzlich gewinnt auch der Stromhandel an Relevanz. Deutschland wird ab 2030 vom Netto-Stromexporteur zum -Importeur. Hauptgrund hierfür ist der Kernenergieausstieg sowie der Emissionsminderungsdruck im Energiesektor und der damit einhergehende Rückgang der konventionellen Stromerzeugung. Im Jahr 2030 importiert Deutschland ca. 41 TWh Strom, vor allem aus Frankreich, den Niederlanden und Nordeuropa. Erst im Jahr 2050 ist die Stromhandelsbilanz wieder nahezu ausgeglichen.

Analog zur Stromerzeugung sinkt der Einsatz konventioneller Energieträger auch in der Fernwärmeerzeugung. Ersetzt werden diese Anlagen zunächst durch (teilweise wasserstofffähige) Gas-KWK-Anlagen und neue Wärmequellen wie Geothermie, Solarthermie, industrielle Abwärme, Großwärmepumpen und Power-to-Heat (Elektrodenkessel).

### Bedarf an Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukten

Neben Strom nehmen auch Wasserstoff sowie Wasserstoff-Folgeprodukte, welche vor allem durch Fischer-Tropsch-Synthese hergestellt werden, im KN100-Szenario eine zentrale Rolle ein. Grüner und blauer Wasserstoff sowie synthetisches Power-to-Liquid ermöglichen CO<sub>2</sub>-Vermeidung vor allem bei Anwendungen, die nicht oder nur zu hohen Kosten elektrifiziert werden können. Dies betrifft beispielsweise den Bereich der Hochtemperaturwärme in Industrieprozessen oder den Schwerlast- bzw. Flugverkehr. Außerdem können diese Energieträger über große Distanzen

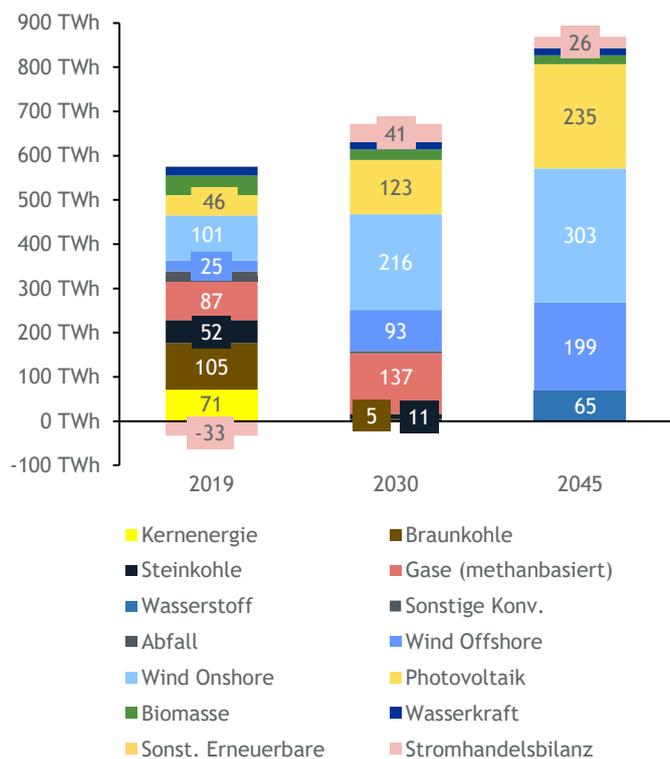


Abbildung 18: Nettostromerzeugung nach Energieträgern

transportiert werden, wodurch der Import aus Regionen mit besseren Standorten zur Erzeugung von erneuerbarem Strom und damit günstigeren Bedingungen für die elektrolysebasierte Wasserstoffproduktion möglich ist.

Im Szenario KN100 entwickelt sich in Deutschland bereits in den 2020er Jahren eine schnell wachsende Wasserstoffwirtschaft. Im Jahr 2030 werden 66 TWh klimafreundlicher Wasserstoff eingesetzt, was 3 % der deutschen Endenergienachfrage entspricht. Vor allem die Stahl- und Chemieindustrie setzen früh große Mengen Wasserstoff energetisch und stofflich ein. Der Industriesektor verbraucht 52 TWh klimafreundlichen Wasserstoff im Jahr 2030. Auch im Verkehrssektor werden 2030 bereits 9 TWh Wasserstoff nachgefragt. Zusätzlich wird Wasserstoff in geringem Umfang in das Erdgasnetz beigemischt. Im Gebäudesektor kommt es erst in den 2030er Jahren zur Umstellung von Gas- zu Wasserstoffnetzen.

Im Jahr 2045 liegt der Bedarf an klimaneutralem, grünem Wasserstoff bei insgesamt 458 TWh. Allein im Industriesektor steigt die Nachfrage auf 191 TWh, davon 103 TWh als nicht-energetische Nachfrage. Im Verkehrssektor wird Wasserstoff überwiegend im Güterverkehr eingesetzt, der Bedarf steigt auf insgesamt 59 TWh im Jahr 2045. Im Gebäudesektor wird nahezu der gesamte Gasbedarf durch grünen Wasserstoff gedeckt, insgesamt werden im Jahr 2045 ca. 79 TWh in der Gebäudewärme eingesetzt. In der Strom- und Wärmeerzeugung erfolgt im Zeitraum von 2035 bis 2045 eine (fast) vollständige Substitution von Erdgas durch Wasserstoff. Dies führt im Jahr 2045 zu einem Verbrauch von 130 TWh Wasserstoff im Energiesektor.

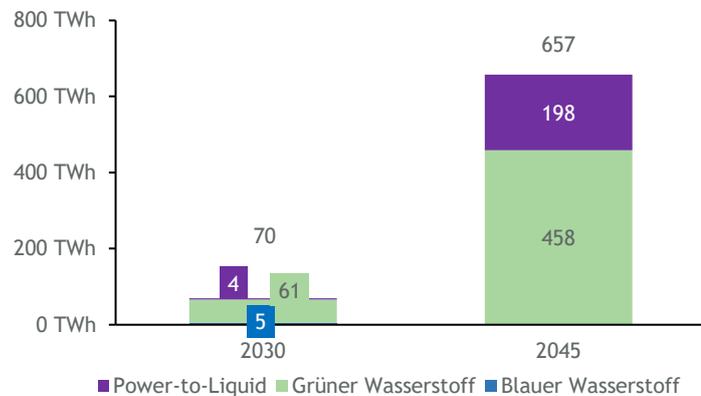


Abbildung 19: Nachfrage nach Wasserstoff und Folgeprodukten

Neben der direkten Wasserstoffnachfrage werden im KN100-Szenario PtL-Energieträger eingesetzt. Im Jahr 2030 werden ca. 4 TWh zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung vor allem in der Luftfahrt genutzt. Im Jahr 2045 wächst der Bedarf an synthetischem Kerosin auf 105 TWh. Zusätzlich werden 32 TWh PtL im Straßen-, Schienen- und Binnenschiffsverkehr eingesetzt. Weiterer Großabnehmer von Power-to-Liquid ist die chemische Industrie. Dort wird heute bei der Herstellung von Aromaten und Olefinen überwiegend fossiles Naphtha (Rohbenzin) eingesetzt. Im KN100-Szenario wird die Herstellung von Aromaten und Olefinen langfristig teilweise auf den Einsatz von synthetischem Naphtha (sogenanntem „grünem Naphtha“) umgestellt. Insgesamt werden im Jahr 2045 dafür 51 TWh grünes Naphtha nichtenergetisch verwendet. Im Vergleich dazu, sind die PtL-Mengen, die im Gebäude- und Energiesektor eingesetzt werden, wesentlich geringer. Im Jahr 2045 werden im Gebäudesektor rd. 9 TWh synthetisches Heizöl benötigt, um verbleibende Ölheizungen klimaneutral zu beheizen.

### Bereitstellung von Wasserstoff und Folgeprodukten

Im Szenario KN100 führen weltweite Anstrengungen zur Treibhausgasreduktion zu einem Hochlauf von Wasserstoffherzeugung, -weiterverarbeitung und -handel auf europäischer sowie globaler Ebene. Wasserstoff und synthetische Energieträger können daher aus Regionen mit günstigeren Bedingungen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen importiert werden.

Auch die nationale Wasserstoffproduktion verzeichnet einen Hochlauf. Gemäß den Zielen der nationalen Wasserstoffstrategie werden in Deutschland bis 2030 Elektrolyseure mit einer elektrischen Gesamtleistung von 5 GW installiert, welche etwa 10 TWh grünen Wasserstoff erzeugen. Die verbleibenden 56 TWh werden aus dem europäischen Ausland importiert. Im Zieljahr 2045 deckt die nationale Produktion mit 60 TWh etwa 13 % der Wasserstoffnachfrage. Den größten Anteil an der Wasserstoffversorgung haben mit 47 % (214 TWh) Importe aus dem europäischen Ausland. Darüber hinaus werden große Mengen Wasserstoff per Pipeline aus Nordafrika, Osteuropa (Russland und Ukraine) sowie der Türkei importiert.

Die Herstellung synthetischer Energieträger benötigt große Mengen erneuerbaren Stroms. Die Produktionskosten sind in Deutschland vergleichsweise hoch. Denn die verfügbare Fläche für den Zubau erneuerbarer Energien ist begrenzt und PtL-Energieträger können aufgrund ihrer hohen Energiedichte und ihres Aggregatzustands günstig transportiert werden. Im KN100-Szenario wird PtL daher aus weiter entfernten Weltregionen importiert. Besonders der mittlere Osten bietet sich hier aufgrund

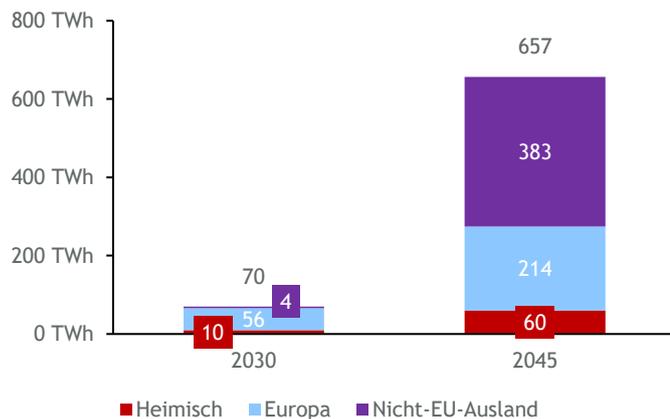


Abbildung 20: Herkunft von Wasserstoff und Folgeprodukten

der sehr guten PV-Bedingungen sowie dem relativ kurzen Transportweg nach Europa als Herkunftsregion an. Auch in Südamerika - insb. Chile und Kolumbien - und Australien befinden sich große Erzeugungspotenziale und günstige Bedingungen für Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Im KN100-Szenario stammen im Jahr 2045 sämtliche PtL-Importe aus diesen drei Weltregionen. Die Importe aus dem Nahen Osten machen 75 % aller PtL-Importe aus. Weitere 15 % stammen aus Südamerika und 10 % aus Australien und Ozeanien.

### 3.5 Treibhausgasemissionen und Senken

Zur Erreichung der Klimaneutralität spielt neben der Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes die langfristige Speicherung von CO<sub>2</sub> in Senken eine zentrale Rolle. Hierbei kann zwischen natürlichen und technischen Senken unterschieden werden.

### Natürliche CO<sub>2</sub>-Senken - LULUCF

Natürliche Senken sind Reservoirs, die der Atmosphäre z. B. durch Photosynthese Kohlenstoff entziehen und diesen speichern. Dazu zählen z. B. Wälder, Feuchtgebiete und Salzmarschen. Die Senkenleistung natürlicher Kohlenstoffsinken kann laut KSG für das Ziel netto-Klimaneutralität im Jahr 2045 angerechnet werden. Die Entwicklungen im LULUCF-Sektor im KN100-Szenario sind Ergebnis der Modellierung des Öko-Instituts und werden im Kurzgutachten *Natürliche Senken* (Öko-Institut-Kurzgutachten, 2021) beschrieben. Das Klimaschutzgesetz sieht vor, dass der LULUCF-Sektor im Jahr 2030 mindestens eine Senke in Höhe von -25 Mt CO<sub>2</sub>e erreichen soll. Bis zum Jahr 2040 soll diese auf -35 Mt CO<sub>2</sub>e und bis 2045 auf -40 Mt CO<sub>2</sub>e gesteigert werden.

Im KN100-Szenario wird das Ziel im Jahr 2030 deutlich und im Jahr 2040 geringfügig unterschritten. Im Jahr 2045 erreicht der LULUCF-Sektor eine Senkenleistung von -41 Mt CO<sub>2</sub>e und übertrifft damit das Ziel leicht. Um dies zu erreichen, müssen die oben genannten Ökosysteme sowie ihre Funktion als Kohlenstoffspeicher und -senke geschützt und gestärkt werden. Die größte Rolle spielt dabei die Waldsenke, die in den letzten Jahren durch Trockenheit und Borkenkäfer und die damit verbundene Abholzung geschrumpft ist. Der Ausbau und Erhalt der Waldsenke erfordert langfristig gesunde Wälder. Zwischen 2021 und 2040 erfolgt im KN100-Szenario daher ein Umbau der Wälder hin zu resistenteren Laub- und Mischwäldern. Ab 2040 wird außerdem weiter aufgeforstet, d. h. es werden Ackerflächen zu Wäldern umgewandelt, um die Waldsenke zu vergrößern. Zusätzlich werden Emissionen aus dem Acker- und Grünland verringert, indem bspw. der Ökolandbau intensiviert wird und Grünflächen geschützt werden.

### Technische CO<sub>2</sub>-Vermeidung und Senken

Neben den natürlichen Senken bestehen unterschiedliche Optionen zur Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen durch technische CO<sub>2</sub>-Vermeidung und -Senken. Diese Verfahren werden ausschließlich in den Sektoren Energie und Industrie angewandt. Alle Verfahren haben gemein, dass für eine anrechenbare Reduktion bzw. Senke CO<sub>2</sub> dauerhaft gespeichert oder genutzt werden muss.

Im Jahr 2030 werden im KN100-Szenario insgesamt rund 5 Mt CO<sub>2</sub>e Emissionen durch technische CO<sub>2</sub>-Vermeidung und -Senken vermieden.

Im Industriesektor werden 2 Mt CO<sub>2</sub>e über Carbon Capture and Storage (CCS) und Carbon Capture and Utilization (CCU) vermieden. Rund 1 Mt CO<sub>2</sub>e werden zudem über Bio-Energy Carbon Capture and Storage (BECCS) und Bio-Energy Carbon Capture and Utilization (BECCU) abgeschieden. Etwa 1 Mt CO<sub>2</sub>e werden in grünem Methanol gebunden und als Senke angerechnet.

Bis 2045 steigt die gesamte technische Senkenleistung und CO<sub>2</sub>-Reduktion auf

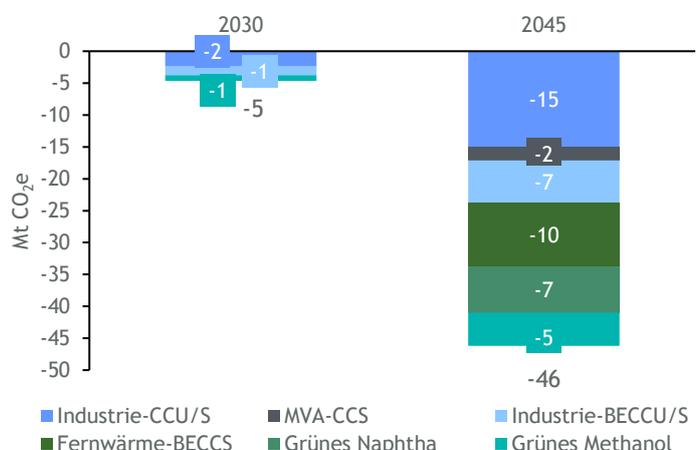


Abbildung 21: Technische CO<sub>2</sub>-Vermeidung und -Senken in den Sektoren Energie und Industrie

46 Mt CO<sub>2</sub>e an. Den größten Beitrag leistet dabei die Industrie mit 34 Mt CO<sub>2</sub>e über CCU/S, BECCU/S sowie durch die Herstellung und Import von grünem Naphtha und Methanol. Im Energiesektor werden insgesamt CO<sub>2</sub>-Minderungen von 12 Mt CO<sub>2</sub>e durch CCS an Müllverbrennungsanlagen (MVA) und BECCS in der Fernwärmeerzeugung erreicht.

### Treibhausgasemissionen in Deutschland

Die Gesamtemissionen sinken bis 2030 um -65 % gegenüber 1990, wodurch das übergeordnete Minderungsziel des Klimaschutzgesetzes 2021 erfüllt wird. Die sektoralen Zielvorgaben im Jahr 2030 werden mit Ausnahme der Sektoren Landwirtschaft, Abfall und Sonstige erreicht. Durch eine Übererfüllung der sektoralen Ziele des Energiesektors wird die sektorübergreifende Zielerreichung im Jahr 2030 sichergestellt.

Im Jahr 2045 wird Klimaneutralität erreicht. Der Sektor Verkehr erreicht dabei die Klimaneutralität. In den Sektoren Gebäude und Industrie verbleiben geringe Netto-Restemissionen von 2 bzw. 4 Mt CO<sub>2</sub>e. Im Bereich Landwirtschaft verbleiben signifikante Restemissionen von rd. 42 Mt CO<sub>2</sub>e. Die verbleibenden Emissionen werden durch negative Emissionsbilanzen im Energiesektor und im LULUCF-Sektor ausgeglichen.

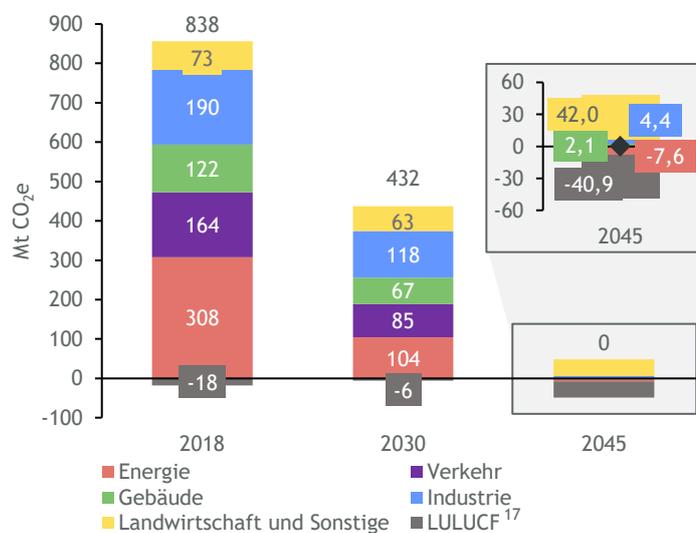


Abbildung 22: Entwicklung der Netto-Treibhausgasemissionen

## 3.6 Energieinfrastrukturen

Für eine konsistente Entwicklung der Transformationspfade werden **Zusatzanalysen** zum Ausbau der Stromnetze (Übertragungs- und Verteilnetze) sowie zur Entwicklung der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur eingebunden.

### Entwicklung des Stromübertragungsnetzes<sup>16</sup>

Im Bereich des Übertragungsnetzes wird anhand eines reduzierten Netzmodells für Deutschland und das umliegende europäische Ausland für die Zieljahre 2030 und 2045 der erwartete Netzausbaubedarf bestimmt. Das zugrundeliegende Netzmodell bildet das Start- und Zubaunetz des Netzentwicklungsplans (NEPs) für das Szenario B im Jahr 2035 ab und enthält damit alle gesetzlich verankerten Leitungsvorhaben des *Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG)* sowie des *Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG)* sowie einige Zubaumaßnahmen des NEP-Szenarios. Im

<sup>16</sup> Das Kapitel Entwicklung des Stromübertragungsnetzes wurde von der ef.Ruhr verfasst.

Ergebnis der in dieser Studie durchgeführten Analysen resultiert für beide Zieljahre ein über die aktuellen Planungen des NEPs hinausgehender Netzausbaubedarf. Die Analysen ergeben, dass im KN100-Szenario bis 2030 bereits mindestens das im NEP-Szenario B für 2035 ausgewiesene Netz erforderlich sein wird. Konkret resultiert ein zusätzlicher Zubau-Bedarf gegenüber dem NEP-Szenario von etwa 2.700 Trassenkilometern. Bis zum Jahr 2045 ergibt sich ein Zubau-Bedarf von etwa 8.200 Trassenkilometern. Dies entspricht zusätzlichen Investitionen von etwa 6,7 Mrd. EUR bis 2030 bzw. 19,3 Mrd. EUR bis zum Jahr 2045. Die Ergebnisse zeigen, dass eine erfolgreiche Erfüllung der Versorgungsaufgabe des KN100-Szenarios durch das Übertragungsnetz eine signifikante Beschleunigung des Netzausbaus erfordert. Die umsetzbaren Beschleunigungspotentiale der bereits ambitionierten Ausbauziele bis 2035 erscheinen vor dem Hintergrund bereits umgesetzter Maßnahmen zumindest aus heutiger Sicht begrenzt. Daher sollten alternative Lösungen für eine beschleunigte Netzerweiterung, wie etwa die vollständige Ausschöpfung netzoptimierender Maßnahmen zur Ausnutzung des Bestandsnetzes oder der Einsatz neuer technischer Konzepte, wie die Vernetzung der Offshore-Windenergie für eine flexible und bedarfsgerechte Systemintegration verstärkt berücksichtigt werden. Ebenso sollten der Einsatz von Flexibilitätsoptionen seitens großer Lasten und der Schnittstelle zur Sektorenkopplung sowie die Berücksichtigung von Redispatch-Maßnahmen und Maßnahmen der systemdienlichen Abregelung erneuerbarer Energien, verstärkt Berücksichtigung finden

### Entwicklung des Stromverteilnetzes<sup>17</sup>

Die Berechnung des Netzausbaubedarfs in der Mittelspannungs- (MS-Ebene) und Niederspannungsebene (NS-Ebene) erfolgt durch Netzausbaurechnungen einzelner Netze mit repräsentativen Versorgungsaufgaben nach vorheriger Clusterung und anschließender Hochrechnung auf Gesamtdeutschland. Die Analysen zeigen einen Netzausbaubedarf bis 2030 von 26 Mrd. EUR in der NS-Ebene und 17 Mrd. EUR in der MS-Ebene. Bis 2045 zeigen die Analysen in der NS-Ebene einen Ausbaubedarf von 75 Mrd. EUR und 40 Mrd. EUR in der MS-Ebene. Die Berechnung des Ausbaubedarfs erfolgt als Zielnetzplanung für die einzelnen Stützjahre. Der Netzausbau ist somit nicht konsekutiv zu verstehen. Der Großteil des zu erwartenden Ausbaubedarfs ist somit in der NS-Ebene verortet. Hier sind insbesondere Ballungszentren betroffen. Die Ergebnisse sind damit konsistent zur aktuellen Studienlage. Der jährlich zu leistende Ausbau der Leitungen in beiden Netzebenen befindet sich in einer Größenordnung mit dem historischen jährlichen Leitungszuwachs und bewegen sich damit in einer realistischen und damit grundsätzlich als realisierbar einzuordnenden Größenordnung. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Verfügbarkeit einer residuallastglättenden netzdienlichen Steuerung von Ladevorgängen an privaten Ladepunkten planerisch unterstellt wurde. Ein ungesteuertes Laden wie es heute in der Netzplanung berücksichtigt wird, würde zu einem erheblich höheren Netzausbaubedarf führen. Eine planerische Berücksichtigung einer Steuerung von Lasten erfordert jedoch die entsprechenden technischen und regulatorischen Voraussetzungen und ist somit in besonderem Maße abhängig von der derzeit in der Diskussion befindlichen Ausgestaltung von §14a im

<sup>17</sup> Das Kapitel Entwicklung des Stromverteilnetzes wurde von der ef.Ruhr verfasst.

*Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)*. Die Realisierbarkeit des erforderlichen Netzausbaus kann zudem durch eine integrierte Netz- und Assetplanung unterstützt werden. Der Einsatz von Flexibilität, beispielsweise durch eine Steuerung von Ladevorgängen, sowie eine entsprechende Digitalisierungsstrategie für das Netz können hier wichtige Beiträge leisten. Zudem gilt es zu beachten, dass der Netzausbaubedarf nicht homogen über Deutschland verteilt anfällt und somit lokal Restriktionen bei der zeitlichen Realisierbarkeit des Netzausbaus entstehen können.

Der Netzausbaubedarf in der Hochspannungsebene (HS-Ebene) wurde mittels einer Extrapolation auf Basis der Ergebnisse der *dena-Verteilnetzstudie* (dena, 2012) und des im Rahmen des hier betrachteten Szenarios angenommenen Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen abgeschätzt. Dies führt zu einem anzunehmenden Investitionsbedarf im mittleren (2030) und hohen (2045) zweistelligen Milliardenbereich. Hierbei werden die Entwicklungen im Bereich der neuartigen Lasten sowie mögliche Einflüsse auf den Ausbaubedarf nicht berücksichtigt. Entsprechend sind die angegebenen Investitionen als eine konservative Einordnung zu verstehen. Es ist zu empfehlen den Ausbaubedarf in der HS-Ebene in zukünftigen Studien ausführlich zu betrachten

### Entwicklung der Wasserstoff- und Gasinfrastruktur

Basierend auf den Ergebnissen des KN100-Szenarios erfolgt im Rahmen der Studie eine ausführliche Betrachtung der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur. Die Entwicklung des Verbrauchs hat dabei großen Einfluss auf die Infrastruktur. Der gesamte nationale **Gasverbrauch** sinkt bis 2030 zunächst geringfügig und nimmt dann bis 2045 deutlich ab. Mit 79 % entfällt ein Großteil des Gasverbrauchs im Jahr 2045 auf die Gasfamilie Wasserstoff, während der Anteil der Gasfamilie Methan auf 21 % sinkt.<sup>18</sup>

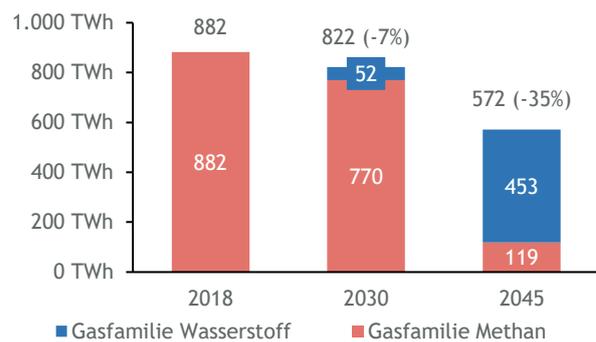


Abbildung 23: Energieverbräuche nach Gasfamilie

Ein **nationales Transportnetz** für Wasserstoff könnte in der kurzen Frist zunächst im Nordwesten Deutschlands ausgebaut werden, um dort große Industriecluster im Dreiländereck zwischen Deutschland, Belgien und den Niederlanden anzuschließen (Fernleitungsnetzbetreiber, 2021; Agora Energiewende & AFRY Management Consulting, 2021; Jens et al., 2021). Dieses nationale Transportnetz könnte sich im Zeitverlauf in Richtung Südwesten entwickeln und bis zum Jahr 2040 könnte ein flächendeckender Anschluss Süddeutschlands an das Wasserstoff-Transportnetz möglich sein.

Weiterhin hat der Aufbau einer **Wasserstofftransportinfrastruktur auf europäischer Ebene** Relevanz, da ein Großteil des langfristig benötigten (grünen) Wasserstoffbedarfs aus Importen

<sup>18</sup> Im Rahmen der Studie ist Gasfamilie Methan als Mischung aus methanbasierten Gasen sowie einem Wasserstoffanteil von bis zu 20 Vol.-% definiert. Die Gasfamilie Wasserstoff beinhaltet reinen Wasserstoff. Die Definition der Gasfamilie Methan ist analog zu der 2. Gasfamilie und die der Gasfamilie Wasserstoff zu der 5. Gasfamilie gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 260.

gedeckt wird. Im Jahr 2045 stammen 47 % des Wasserstoffs aus dem europäischen Ausland. Das europäische Fernleitungsnetz im Südwesten Europas bildet weiterhin die Grundlage für Importe aus Nordafrika, worüber im Jahr 2045 ca. 19 % des deutschen Wasserstoffbedarfs gedeckt werden. Zusätzlich dazu stellt das Fernleitungsnetz eine Option für Wasserstoffimporte aus Osteuropa und Vorderasien dar. Aus diesen Regionen wird 2045 ca. 21 % der Wasserstoffnachfrage gedeckt.

Auf der **Transportnetzebene** ist die Leitungsinfrastruktur historisch gewachsen und wurde an vielen Stellen durch parallel geführte Methanpipelines ausgebaut, sodass eine bedarfsgerechte Umstellung für den Transport von Wasserstoff möglich. Aufgrund der hohen Investitionskosten bei gleichzeitig abnehmenden Verbräuchen, steigen sowohl die absoluten als auch die auf die verbrauchten Mengen bezogenen Kosten der Gastransportnetzinfrastruktur bis 2045 deutlich.

In den **Gasverteil- und Ortsnetzen** sind i. d. R. keine parallel geführten oder redundanten Leitungen vorhanden, weshalb die Koexistenz zweier Gasfamilien innerhalb eines Verteilnetzes innerhalb der Studie nicht betrachtet wird. Die Beimischung von Wasserstoff in Verteilnetze ist kurz- bis mittelfristig möglich. Lokale Bedarfsanforderungen (z. B. durch sensible Industrieverbraucher) und Einspeisemöglichkeiten (z. B. durch Biomethan oder Wasserstoff aus dezentralen Elektrolyseuren) entscheiden über die Höhe der Beimischung und die Gasfamilie von Verteilnetzabschnitten. Es wird davon ausgegangen, dass für Beimischungen von mehr als 20 Vol.-% eine vollständige Umstellung des Verteilnetzabschnittes auf Wasserstoff kostengünstiger ist als eine zunehmende Beimischung. Der Trend von der Gasfamilie Methan hin zu Wasserstoff bedeutet, dass langfristig ein Großteil der Gasverteilnetze auf Wasserstoff umgestellt werden.

Die **Dauer der Marktraumumstellung** von Gasfamilie Methan auf Wasserstoff ist ein begrenzender Faktor für den Einsatz von Wasserstoff in Verteilnetzen. Der Beginn und die Geschwindigkeit der Marktraumumstellung auf Wasserstoff inklusive des Austausches oder der Nachrüstung betroffener Endgeräte ist maßgeblich von politischen Entscheidungen abhängig. Bevor ein Netzabschnitt auf Wasserstoff umgestellt werden kann, müssen alle Endgeräte in diesem Netzabschnitt wasserstofffähig sein. Die Studie geht davon aus, dass Verteilnetzumstellungen von Gasfamilie Methan auf Wasserstoff in den 2030er Jahren starten und im Jahr 2050 abgeschlossen sind. Um eine Netzumstellung in diesem ambitionierten Zeitrahmen zu ermöglichen, müssen viele Endgeräte früher als in den typischen Investitionszyklen durch wasserstofffähige Endgeräte ersetzt werden. Um einen beschleunigten Austausch der Endgeräte zu erreichen ist voraussichtlich eine politische Begleitung notwendig, z. B. mit ordnungsrechtlichen Maßnahmen oder der Förderung des vorzeitigen Austauschs von nicht-wasserstofffähigen Endgeräten.

## 4 Pfadausprägungen

Neben dem Hauptszenario KN100 werden vier Pfadausprägungen analysiert. In den Pfadausprägungen werden die Dimensionen Elektrifizierungsgrad sowie Effizienzentwicklung in den Transformationspfaden der Endverbrauchssektoren des KN100-Szenarios systematisch variiert. Die Variationen beeinflussen die Zusammensetzung der Endenergienachfrage in Bezug auf Strom und molekülbasierte Energieträger wie Wasserstoff, methanbasierte Gase und flüssige mineralöl-basierte Energieträger.

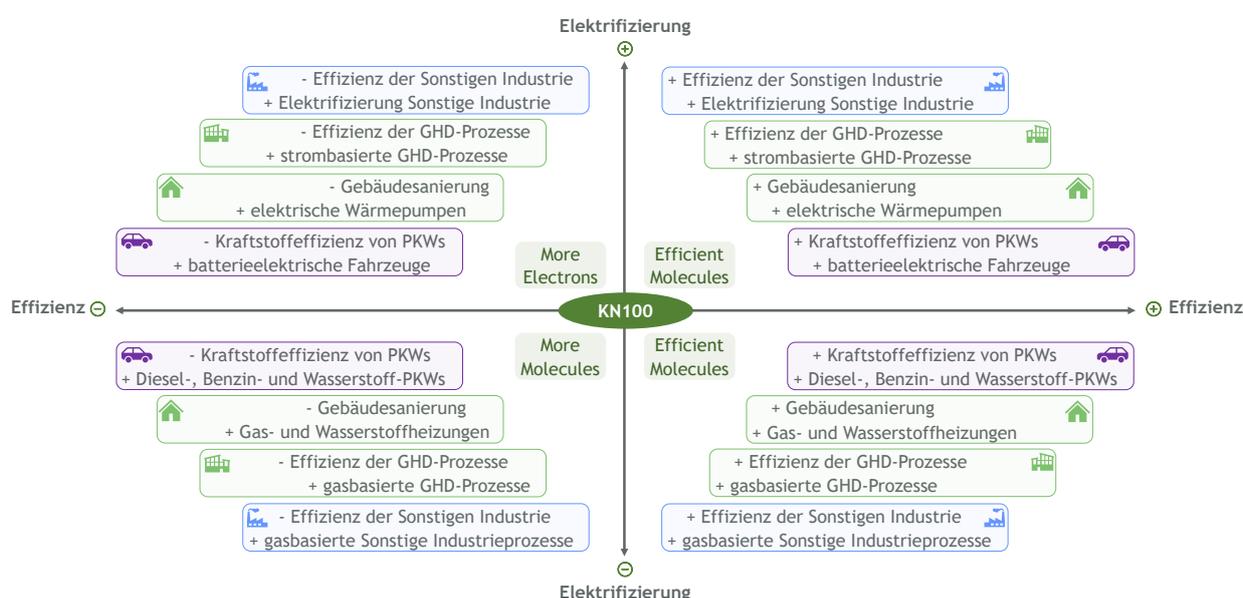


Abbildung 24: Übersicht zur Ausgestaltung der Pfadausprägungen

Es ergeben sich vier Pfadausprägungen „More Molecules“, „More Electrons“, „Efficient Electrons“ und „Efficient Molecules“ mit abweichenden Endenergiebedarfen im Vergleich zum Szenario KN100. Daraus resultieren veränderte Anforderungen an die Energiebereitstellung, welche für die vier Pfadausprägungen mit dem Energiesystemmodell bestimmt und optimiert wird.

### Verkehrssektor

In den Pfadausprägungen unterscheiden sich die Transformationspfade im PKW-Bereich. Die detaillierte Betrachtung der PKW ist vor dem Hintergrund interessant, dass diese etwa die Hälfte des gesamten Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor ausmachen. Zudem ist auf Grund der technischen Eigenschaften und der Nutzungsmuster von PKW der gleichwertige Einsatz unterschiedlicher Antriebstechnologien denkbar.

Bei den PKW werden im Rahmen der Pfadausprägungen die Kraftstoffeffizienz und die Marktdurchdringung von Elektro- bzw. konventionellen Antrieben wie Diesel oder Benzin gegenüber dem Hauptszenario KN100 variiert. In den „Molecules“-Ausprägungen werden mehr

konventionelle Antriebe bei den PKW unterstellt. Die „Molecules“-Ausprägungen stehen für eine Welt, in der Elektromobilität nur langsam Marktanteile gewinnen kann. In den „Electrons“-Ausprägungen wird dagegen eine höhere Anzahl von Elektrofahrzeugen angenommen.

Die Anpassungen resultieren im Jahr 2030 in den „Molecules“-Ausprägungen in einem PKW-Bestand von 5 Mio. reinen Elektrofahrzeugen (siehe Abbildung 25). Die Differenz von rund 4 Mio. BEVs gegenüber dem KN100-Szenario wird durch höhere Anteile von Plug-In-hybriden sowie reinen Diesel- und Benzinantrieben kompensiert. Bis zum Jahr 2045 wächst in den „Molecules“-Ausprägungen dann der Bestand auf rund 19 Mio. BEV. Das sind ca. 13 Mio. weniger als im KN100-Szenario. Dafür befinden sich in etwa 8 Mio. PHEVs, 3 Mio. Benziner und 1 Mio. Wasserstofffahrzeuge mehr im Fahrzeugbestand. In den „Electrons“-Ausprägungen sind bis zum Jahr 2030 bereits 11 Mio. BEVs im Fahrzeugbestand und damit rund 2 Mio. mehr als im KN100-Szenario. Dies entspricht einem sukzessiven Anstieg der Neuzulassungsraten für BEV auf rund 82 % im Jahr 2030. Insgesamt beträgt der Anteil der reinen Elektrofahrzeuge im Jahr 2045 ca. 89 % und es sind 34 Mio. BEVs im Fahrzeugbestand.

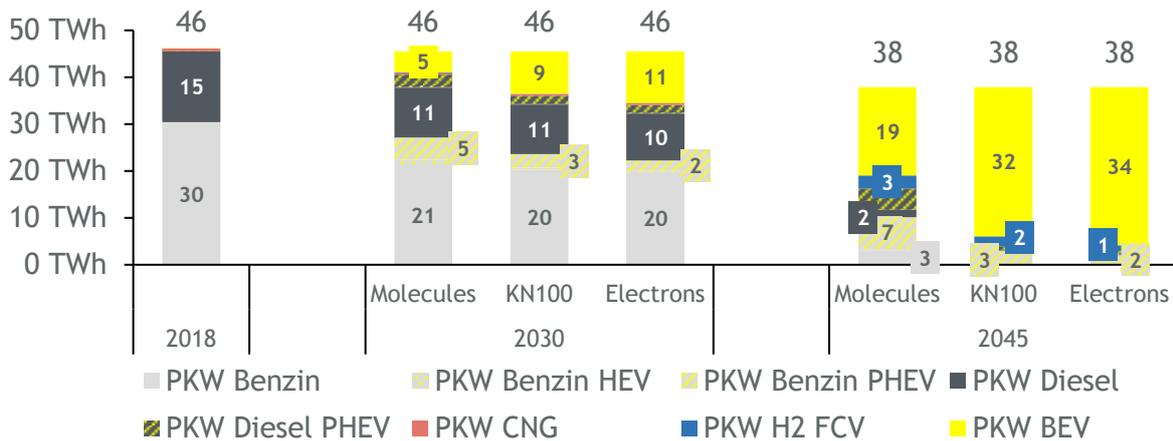


Abbildung 25: PKW-Bestand nach Pfadausprägung

Die Grundlage für die **Differenzierung der spezifischen Kraftstoffverbräuche** ist einerseits die Annahme, dass die technischen Entwicklungen schneller bzw. langsamer voranschreiten könnten. Weiterhin ist in der Realität zu beobachten, dass PKW zwar effizienter, jedoch gleichzeitig auch größer werden. Sollte sich diese Entwicklung fortsetzen, könnten die spezifischen Kraftstoffverbräuche höher ausfallen als im Hauptszenario angenommen. Sofern Endverbraucher zukünftig wieder stärker auf kleinere Fahrzeugklassen setzten, könnten die spezifischen Kraftstoffverbräuche stärker zurückgehen. Die Effizienz der neuzugelassenen Fahrzeuge wird bis zum Jahr 2030 um jeweils 5 % variiert, +5 % entspricht der „More“- und -5 % der „Efficient“-Ausprägung. Ab dem Jahr 2040 beträgt die Varianz dann  $\pm 10\%$ .

### Industriesektor

In den Pfadausprägungen werden Änderungen im Bereich Sonstige Industrie betrachtet. Eine detaillierte Betrachtung der sonstigen Industriebranchen ist interessant, da auf diese heute etwa ein Drittel des Endenergieverbrauchs der Industrie entfallen. Der Bereich zeichnet sich zudem

durch einen hohen Anteil von Querschnittstechnologien sowie vielfältiger Technologieoptionen im Bereich der Niedrig- und Mitteltemperaturwärmeerzeugung aus.

Im Bereich Sonstige Industrie bestehen hohe Effizienzpotenziale, welche primär durch den signifikanten Anteil von Querschnittstechnologien bedingt sind. Diese Technologien sind nicht auf eine Branche beschränkt, sondern werden übergreifend eingesetzt, wie z. B. Pumpen, Kompressoren, elektrische Motoren oder auch wärmeerzeugende Technologien wie Gas-Brennwertkessel oder Wärmepumpen. Im Szenario KN100 werden bis 2045 ca. 34 % kumulierte Effizienzgewinne realisiert. Hier sollen die Auswirkungen geringerer bzw. höherer Effizienz aufgezeigt werden. In den Ausprägungen „Efficient“ bzw. „More“ wird eine Variation von -5 Prozentpunkten (ca. 29 % kumuliert) bzw. +5 Prozentpunkten (ca. 39 % kumuliert) untersucht.

In Bezug auf die Nutzung strombasierter Prozesse und gasförmiger Energieträger bestehen im Bereich Niedrig- und Mitteltemperaturwärme große Freiheitsgrade bei der Wahl der Technologie. Im Szenario KN100 wird aufgrund der Effizienzvorteile einiger elektrischer Technologien, wie z. B. Wärmepumpen, gegenüber gasbasierten Technologien häufig ein Wechsel auf strombasierte Technologien unterstellt. Über die Pfadausprägungen sollen die Auswirkungen eines geringeren bzw. höheren Elektrifizierungsgrades aufgezeigt werden. In der „Electrons“-Ausprägung werden 10 % des Verbrauchs methanbasierter Gase und Wasserstoff durch Strom substituiert. Es resultieren höhere Anteile von Strom am Endenergieverbrauch von 59 % bzw. 60 %. Bei „Molecules“ hingegen werden 20 % des Stromverbrauchs anteilig durch methanbasierte Gase und Wasserstoff substituiert. In den „Molecules“-Ausprägungen liegen die Anteile von Strom am Energieverbrauch mit 42 % bzw. 43 % auf einem ähnlichen Niveau wie 2018.

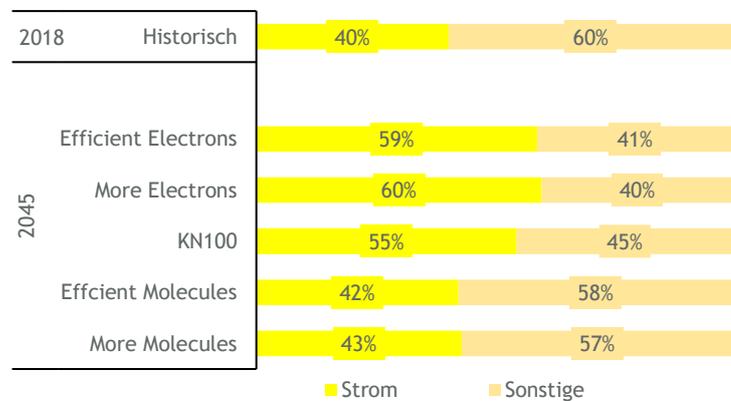


Abbildung 26: Anteil von Strom am Endenergieverbrauch der Sonstigen Industrie

### Gebäudesektor

Im Gebäudesektor werden in den Pfadausprägungen abweichende Entwicklungen der Anlagentechnik und unterschiedliche Sanierungsaktivitäten betrachtet. Zusätzlich werden analog zu den Variationen in der Sonstigen Industrie auch Pfadausprägungen für den Bereich „Gewerbe, Handel und Dienstleistungen“ (GHD) untersucht. Die Modellierung der Pfadausprägungen des Gebäudesektors wird wie auch das KN100 von den Gebäudegutachtern ITG und FIW modelliert (siehe ITG/FIW-Gutachterbericht, 2021). Die Entwicklungen im Bereich GHD werden vom EWI analysiert.

Bei der Steigerung der **Gebäudesanierungsrate** bestehen im Hinblick auf eine zunehmende Knappheit von Handwerksbetrieben oder von bestehenden Marktversagen wie dem Mieter-Vermieter Dilemma große Unsicherheiten. Die Pfadausprägungen zeigen die Auswirkungen einer niedrigeren bzw. höheren Sanierungsaktivität, indem in den Ausprägungen „More“ eine durchschnittliche Sanierungsrate von 1,30 % pro Jahr unterstellt wird (-0,43 % gegenüber KN100). In der Ausprägung „Efficient“ wird eine höhere durchschnittliche Sanierungsrate von 2,16 % pro Jahr (+0,43 % gegenüber KN100) angenommen.

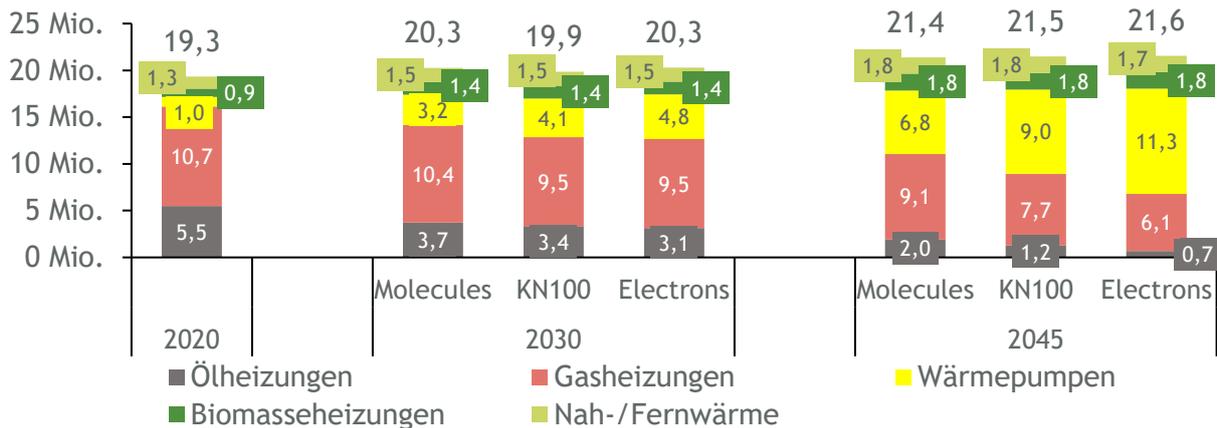


Abbildung 27: Beheizungsstruktur der Pfadausprägungen in Wohngebäuden

Zusätzlich zu der Sanierungsrate wird für den Gebäudesektor die **Marktdurchdringung von Wärmepumpen** variiert. Die Ausprägungen „Electrons“ berücksichtigen einen gegenüber dem Hauptszenario höheren Zubau von elektrischen Wärmepumpen und gleichzeitig einen stärkeren Rückgang der mit flüssigen und gasförmigen Energieträgern beheizten Gebäude. Die Ausprägungen „Molecules“ unterstellen dagegen einen geringeren Zubau von elektrischen Wärmepumpen.

Im **Bereich GHD** wird in den Pfadausprägungen ein analoges Vorgehen zur Sonstigen Industrie gewählt. Es wird „Efficient“ bzw. „More“ eine Variation der Effizienzentwicklung von -5 Prozentpunkten (ca. 40 % kumuliert) bzw. +5 Prozentpunkten (ca. 50 % kumuliert) gegenüber KN100 angenommen. Weiterhin werden in der Ausprägung „Electrons“ eine weitreichendere Elektrifizierung und in der Ausprägung „Molecules“ ein verstärkter Einsatz von Gasen unterstellt.

## Energiesektor

Die Endenergieverbräuche der Endverbrauchssektoren in den Pfadausprägungen weichen in ihrer Höhe und Struktur vom Hauptszenario KN100 ab. Aufgrund der variierenden Endenergieverbräuche ergeben sich somit veränderte Anforderungen an die (klimaneutrale) Energiebereitstellung durch den Energiesektor. Insbesondere die Stromerzeugung sowie der Einsatz von klimafreundlichem Wasserstoff und synthetischen Energieträgern verändern sich. Als Referenz für die Diskussion der Ergebnisse in den Pfadausprägungen stellt Abbildung 28 die relevanten Ergebnisse des Hauptszenarios dar. Darauf aufbauend werden die Abweichungen der Ergebnisse in den einzelnen Pfadausprägungen diskutiert.

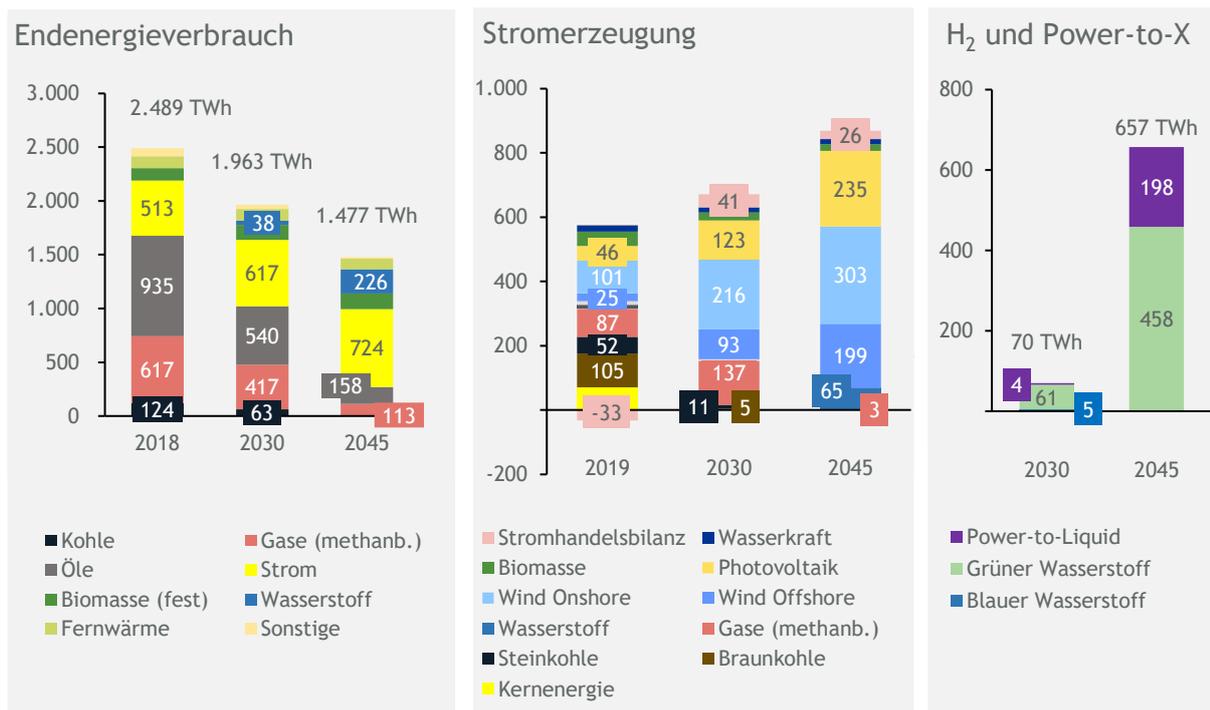


Abbildung 28: Übersicht zentraler Ergebnisse des Hauptszenarios KN100

In der „Efficient Electrons“-Ausprägung werden im Jahr 2030 in Summe ca. 37 TWh (-2 %) weniger Endenergie nachgefragt als im KN100-Szenario, im Jahr 2045 sind es 72 TWh (-5 %). Dabei sinkt vor allem die Nachfrage nach Ölen und Gasen. Die Stromnachfrage hingegen steigt im Jahr 2030 gegenüber KN100 um 18 TWh (+3 %). Im Jahr 2045 liegt sie um 6 TWh (+1 %) höher. Dies ist auf die höhere Zahl an Wärmepumpen, Elektroautos sowie elektrifizierten Industrieprozessen zurückzuführen. Der Anstieg bewirkt im Jahr 2030 vor allem einen Zuwachs bei der Stromerzeugung aus methanbasierten Gasen bzw. Biomethan. Zusätzlich ist etwas mehr Raum für konventionelle Stromerzeugung aus Kohle, weil im Energiesektor aufgrund höherer Minderung im Gebäudesektor weniger Minderungsdruck besteht. Hier wirkt sich vor allem die sehr ambitionierte Gebäudesanierung aus, die mehr als doppelt so hoch wie historisch beobachtete Sanierungsraten ist. Unter dieser Voraussetzung kann der Gebäudesektor Emissionen der nicht-zielerreichenden Sektoren Landwirtschaft und Abfall und Sonstige kompensieren. Im KN100-Szenario wird diese Kompensation durch den Energiesektor erbracht.

Im Jahr 2030 werden in der „Efficient Electrons“-Ausprägung 2 TWh (-3 %) weniger Wasserstoff und PtL als im KN100-Szenario nachgefragt. Im Jahr 2045 beträgt die Differenz 69 TWh (-10 %). Im Jahr 2030 lässt sich der Rückgang auf die veränderten Nachfragen in den Endverbrauchssektoren zurückführen. Auch im Jahr 2045 sinkt der Bedarf aus den Endverbrauchssektoren. Zusätzlich sinkt die Nutzung von Wasserstoff im Energiesektor im Vergleich zum Hauptszenario, weil aufgrund der geringeren Gasnachfragen aus den Endverbrauchssektoren mehr Biomethan für den Energiesektor zur Verfügung steht.

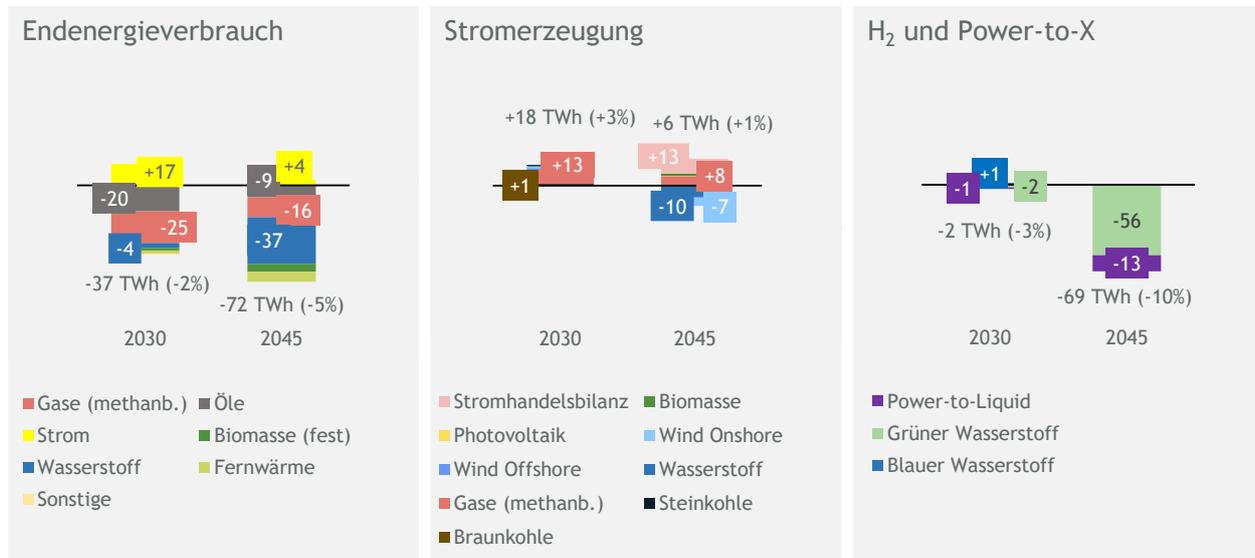


Abbildung 30: Übersicht zentraler Ergebnisse der Pfadausprägung „Efficient Electrons“

In der „More Electrons“-Ausprägung steigt der Endenergiebedarf gegenüber KN100 in Summe um 15 TWh (+1 %) im Jahr 2030 und um 41 TWh (+3 %) im Jahr 2045. Vor allem der Strombedarf ist aufgrund der verstärkten Elektrifizierung im Vergleich zum KN100-Szenario höher: Die Stromnachfrage liegt im Jahr 2030 33 TWh (+5 %) über dem KN100-Szenario, im Jahr 2045 beträgt der Unterschied 61 TWh (+7 %). Sie ist damit deutlich höher als die Stromnachfrage der „Efficient Electrons“-Ausprägung, was auf geringere Effizienzen im Industrie- und Verkehrssektor und die geringere Gebäudesanierung zurückzuführen ist. Die zusätzliche Stromnachfrage wird also sowohl im Jahr 2030 als auch 2045 in großen Teilen durch emissionsarme Erzeugung (v. a. Windenergie) und durch Importe gedeckt. Weil mit der Stromnachfrage auch die für Spitzenlastkraftwerke auslegungsrelevante Last ansteigt, müssen mehr steuerbare Kraftwerke zugebaut werden. Bis 2030 muss der Zubau im KN100-Szenario (15 GW) noch einmal um knapp 4 GW erhöht werden, bis 2045 sind 12 GW zusätzlich erforderlich.

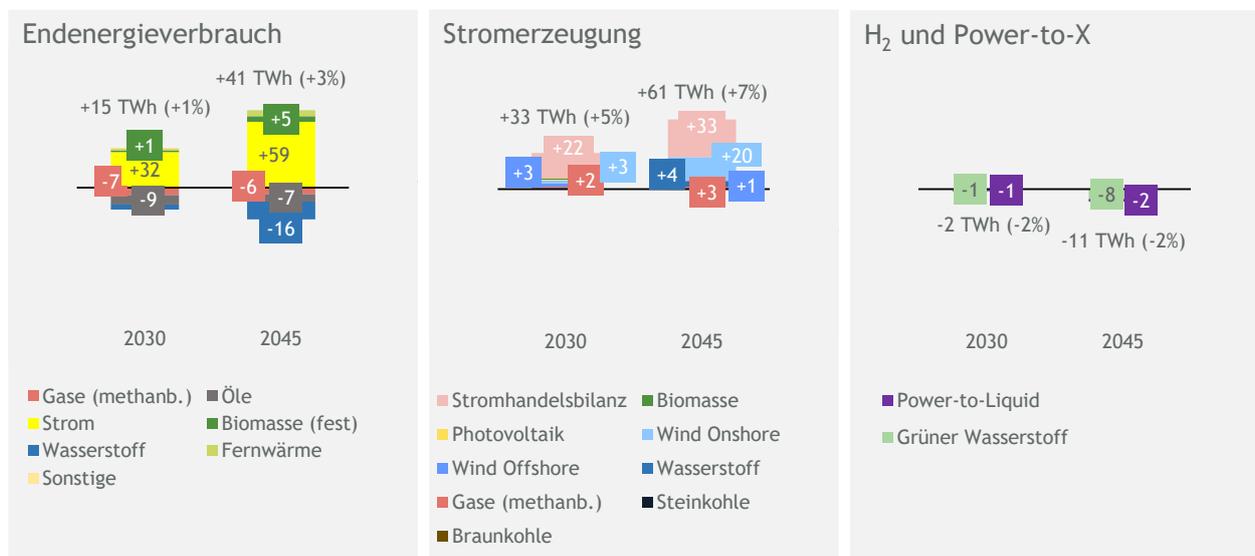


Abbildung 29: Übersicht zentraler Ergebnisse der Pfadausprägung „More Electrons“

In der „More Electrons“-Ausprägungen werden weniger Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukte nachgefragt als im Hauptszenario, weil weniger gas- und ölbasierte Technologien genutzt werden. Der Unterschied beträgt netto jeweils -2 % (2 TWh im Jahr 2030 und 11 TWh im Jahr 2045). Dabei sinken allerdings nur die Nachfragen aus Endverbrauchssektoren gegenüber dem Hauptszenario. Der Energiesektor, der mehr Strom und Wärme bereitstellen muss, hat jeweils eine höhere Nachfrage nach grünem Wasserstoff.

In der „Efficient Molecules“-Ausprägung gibt es beim Endenergieverbrauch im Jahr 2030 keinen Netto-Unterschied zum KN100-Szenario. Im Jahr 2045 werden 29 TWh (-2 %) weniger Endenergie nachgefragt. Die Stromnachfrage geht gegenüber dem Hauptszenario jeweils zurück, dafür steigt die Nachfrage nach Gasen und Ölen. Der Anstieg ist auf den höheren Anteil von Gas- und Ölheizungen, konventionellen PKW-Antrieben und gasbasierten Industrieprozessen zurückzuführen.

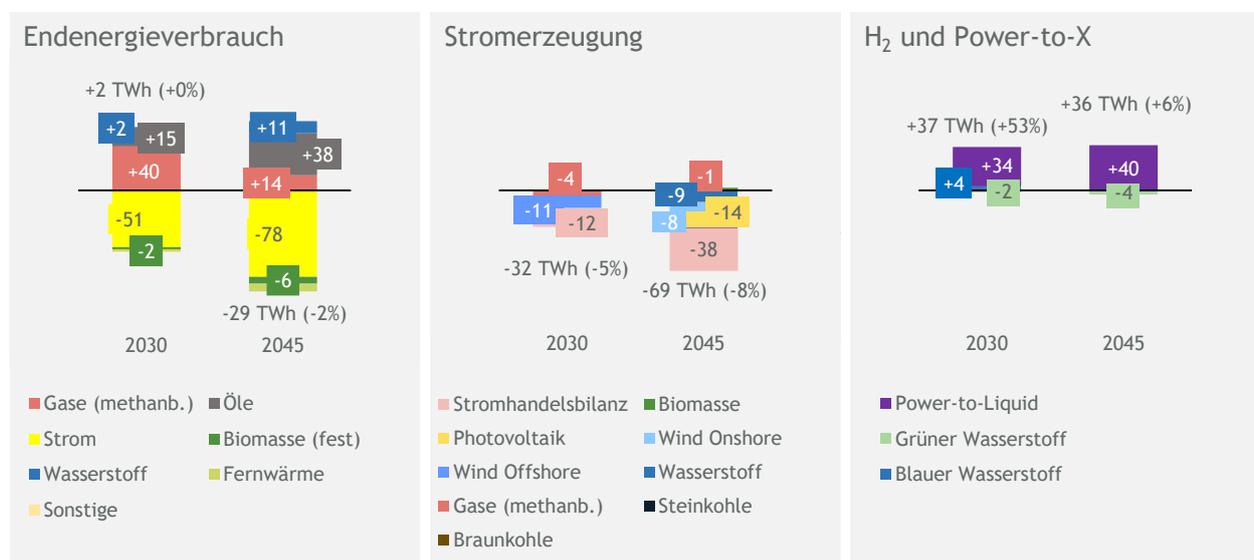


Abbildung 31: Übersicht zentraler Ergebnisse der Pfadausprägung „Efficient Molecules“

In der „Efficient Molecules“-Ausprägung ist die Stromnachfrage im Jahr 2030 32 TWh (-5 %) und im Jahr 2045 69 TWh (-8 %) geringer als in KN100. Der Rückgang ist auf die kombinierte Wirkung der höheren Effizienzgewinne sowie der geringer ausgeprägten Elektrifizierung gegenüber dem Hauptszenario zurückzuführen. Aufgrund der niedrigeren Stromnachfrage gehen die EE-Erzeugung, die Gas-bzw. Wasserstoffverstromung sowie die Importe gegenüber dem Hauptszenario zurück.

In der „Efficient Molecules“-Ausprägung werden 2030 37 TWh (+53 %) und 2045 36 TWh (+6 %) mehr synthetische Energieträger eingesetzt. Besonders im Jahr 2030 wird mehr Power-to-Liquid benötigt, um die Sektorziele - vor allem in den Sektoren Verkehr und Gebäude - zu erreichen. In beiden Sektoren verbleiben im Jahr 2045 signifikante Bedarfe nach flüssigen Energieträgern. Dafür geht der Bedarf nach grünem Wasserstoff gegenüber dem Hauptszenario leicht zurück, weil der Energiesektor aufgrund der geringeren Stromnachfrage weniger Wasserstoff verstromt.

Der größte Unterschied im Endenergiebedarf im Vergleich zum Hauptszenario ergibt sich in der „More Molecules“-Ausprägung. Im Jahr 2030 werden in Summe 56 TWh (+3 %) und 2045 93 TWh

(+6 %) mehr Endenergie benötigt. Dabei liegt die Stromnachfrage unterhalb des KN100-Szenarios, während die Nachfrage nach gasförmigen und flüssigen Energieträgern deutlich höher liegt.

Mit Blick auf die Stromerzeugung zeigt sich in der „More Molecules“-Ausprägung ein ähnliches Bild wie in der „Efficient Molecules“-Ausprägung. Der Rückgang der Stromnachfrage aus den Endverbrauchssektoren fällt allerdings geringer aus, weil die unterstellten Effizienzgewinne niedriger als im KN100-Szenario bzw. der „Efficient Molecules“-Ausprägung sind.

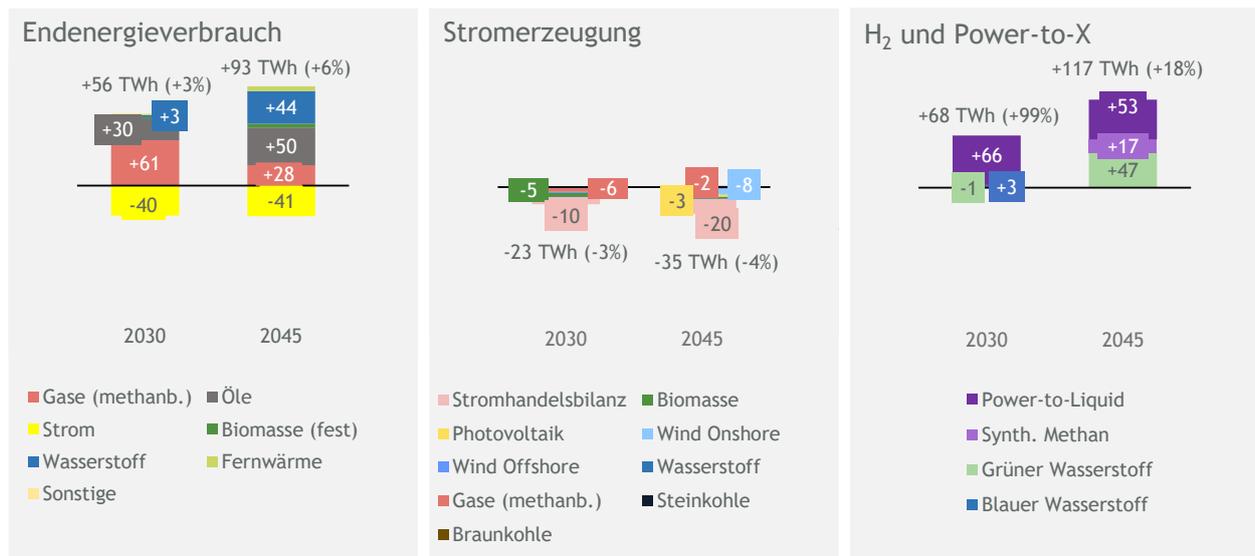


Abbildung 32: Übersicht zentraler Ergebnisse der Pfadausprägung „More Molecules“

In der "More-Molecules"-Pfadausprägung werden deutlich mehr gasförmige und flüssige Energieträger nachgefragt als in KN100. Im Jahr 2030 werden daher 68 TWh (+99 %) mehr synthetische Energieträger eingesetzt als im KN100-Szenario. Im Jahr 2045 beträgt der Anstieg 117 TWh (+18 %). Im Jahr wird 2030 ca. 66 TWh mehr Power-to-Liquid benötigt, um die Sektorziele in den Endverbrauchssektoren zu erreichen. Im Industriesektor wird außerdem mehr Wasserstoff eingesetzt als im Hauptszenario. Insbesondere mit Blick auf die Anforderungen an den Hochlauf der PtL-Produktion bis 2030 ist bei dieser Pfadausprägung die Umsatzbarkeit fraglich. Auch im Jahr 2045 nimmt der Einsatz von Power-to-Liquid in den Endverbrauchssektoren gegenüber dem Hauptszenario zu. Außerdem wird im Gegensatz zum Hauptszenario auch 2045 synthetisches Methan eingesetzt.

## Literaturverzeichnis

Agora Energiewende & AFRY Management Consulting (2021) No-regret hydrogen: Charting early steps for H<sub>2</sub> infrastructure in Europe. BMU - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2020) Effizienz und Kosten: Lohnt sich der Betrieb eines Elektroautos?, Stand: 17.07.2020, URL: <https://www.bmu.de/WS5549>, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

dena - Deutsche Energie-Agentur GmbH (2012) Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030.

Fernleitungsnetzbetreiber (2021) Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030.

Hölling, M., Weng, M., & Gellert, S. (2017) Bewertung der Herstellung von Eisenschwamm unter Verwendung von Wasserstoff, Stahl und Eisen, Vol. 137(6), 47-53.

Jens, J., Wang, A., van der Leun, K., Peters, D. & Buseman, M. (2021) Extending the European Hydrogen Backbone - A European hydrogen infrastructure vision covering 21 countries.

Öko-Institut e.V. (2021) Natürliche Senken - Die Potenziale natürlicher Ökosysteme zur Vermeidung von THG-Emissionen und Speicherung von Kohlenstoff. Modellierung des LULUCF-Sektors sowie Analyse natürlicher Senken. Kurzgutachten zur dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

Prognos, Öko-Institut & Wuppertal-Institut (2021) Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann, im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende.

Randelhoff, M. (2017) Effizienzgewinne und Rebound-Effekte: Umweltwirkungen des Dieselantriebs im Vergleich, Stand: 29.08.2017, URL: <https://www.zukunft-mobilitaet.net/164605/analyse/spezifische-co2-emissionen-diesel-pkw-ottomotor-potenziale-treibhausgasemissionen-thg/>, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change (2020) National Inventory Submissions 2020, URL: <https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2020>, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change (2021) National Inventory Submissions 2021, URL: <https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2021>, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

VDZ - Verein Deutscher Zementwerke (2020) Dekarbonisierung von Zement und Beton - Minderungspfade und Handlungsstrategien.

## Abkürzungsverzeichnis

BECCS	Bio-Energy Carbon Capture and Storage
BEV	Batterieelektrische Fahrzeuge
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
CNG	Erdgas (Compressed Natural Gas)
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
CO <sub>2</sub> e	CO <sub>2</sub> -Äquivalente
dena	Deutschen Energie-Agentur GmbH
DRI-EAF Route	Wasserstoffbasierte Direktreduktion und anschließender Schmelze in Elektrolichtbogenöfen
EAF	Elektrolichtbogenöfen
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH
FIW	Forschungsinstitut für Wärmeschutz e. V. München
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GuD-Kraftwerke	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke
GW	Gigawatt
ITG	Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung und Anwendung GmbH
KN100	Klimaneutralität 100
KSG	Klimaschutzgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNF	Leichte Nutzfahrzeuge
LNG	Flüssigerdgas (Liquified Natural Gas)
LULUCF	Land Use, Land Use Change and Forestry
Mt	Megatonne
MTO/MTA	Methanol-to-Olefins/-Aromatics-Verfahren
NE	Nichtenergetisch

---

ÖSPV	Öffentlichen Straßenpersonennahverkehr
PHEV	Plug-in hybride Fahrzeuge
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
SMR	Steam Methane Reforming
SUVs	Geländewagen
TWE	Solare Trinkwassererwärmung
TWh	Terawattstunden

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aggregierter Endenergieverbrauch der Verbrauchssektoren nach Energieträgern .....	1
Abbildung 2: Nachfrage nach Wasserstoff und Folgeprodukten .....	4
Abbildung 3: Entwicklung der Netto-Treibhausgasemissionen .....	5
Abbildung 4: Übersicht zum methodischen Vorgehen bei der Modellierung .....	6
Abbildung 5: Technologische und transformatorische Ansätze im Verkehrssektor .....	8
Abbildung 6: Entwicklung des PKW-Bestandes .....	9
Abbildung 7: Endenergieverbrauch im Verkehrssektor .....	10
Abbildung 8: Übersicht der Industriebranchen und Prozesse .....	11
Abbildung 9: Übersicht der Technologietransformation ausgewählter Industriebranchen .....	12
Abbildung 10: Endenergieverbrauch im Industriesektor .....	15
Abbildung 11: Maßnahmen zur Erreichung der Klimaneutralität im Gebäudesektor .....	16
Abbildung 12: Entwicklung des Wohngebäude- und Wohnungsbestandes .....	17
Abbildung 13: Kumulierte Anzahl der modernisierten Wohngebäude und -einheiten im Zeitraum 2020-2045 ....	17
Abbildung 14: Entwicklung der Absatzzahlen für zentrale Wärmeerzeuger im Wohngebäudebereich im Vergleich zu Gesamtabsatzzahlen .....	18
Abbildung 15: Resultierende Beheizungsstruktur nach Hauptwärmeerzeuger/Energieträger in Wohngebäuden .	19
Abbildung 16: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Gebäudesektor .....	20
Abbildung 17: Aggregierter Endenergieverbrauch der Verbrauchssektoren nach Energieträgern .....	21
Abbildung 18: Nettostromerzeugung nach Energieträgern .....	23
Abbildung 19: Nachfrage nach Wasserstoff und Folgeprodukten .....	24
Abbildung 20: Herkunft von Wasserstoff und Folgeprodukten .....	25
Abbildung 21: Technische CO <sub>2</sub> -Vermeidung und -Senken in den Sektoren Energie und Industrie .....	26
Abbildung 22: Entwicklung der Netto-Treibhausgasemissionen .....	27
Abbildung 23: Energieverbräuche nach Gasfamilie .....	29
Abbildung 24: Übersicht zur Ausgestaltung der Pfadausprägungen .....	31
Abbildung 25: PKW-Bestand nach Pfadausprägung .....	32
Abbildung 26: Anteil von Strom am Endenergieverbrauch der Sonstigen Industrie .....	33
Abbildung 27: Beheizungsstruktur der Pfadausprägungen in Wohngebäuden .....	34
Abbildung 28: Übersicht zentraler Ergebnisse des Hauptszenarios KN100 .....	35
Abbildung 29: Übersicht zentraler Ergebnisse der Pfadausprägung „More Electrons“ .....	36
Abbildung 30: Übersicht zentraler Ergebnisse der Pfadausprägung „Efficient Electrons“ .....	36
Abbildung 31: Übersicht zentraler Ergebnisse der Pfadausprägung „Efficient Molecules“ .....	37
Abbildung 32: Übersicht zentraler Ergebnisse der Pfadausprägung „More Molecules“ .....	38