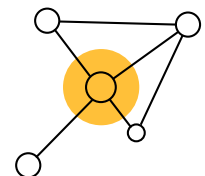
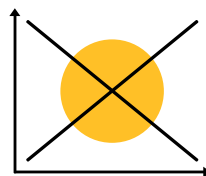
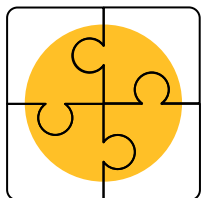
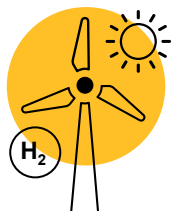


dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität

Klimaneutralität 2045 - Transformation der
Verbrauchssektoren und des Energiesystems

Gutachterbericht, 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

ef.Ruhr (Fachgutachter Stromnetze)

Jonas von Haebler
Maik Tretschock
Dr.-Ing. Christian Wagner
Dr.-Ing. Marco Greve

**Universität zu Köln, Institut für Geophysik
und Meteorologie & Hans-Ertel-Zentrum
für Wetterforschung, Klimamonitoring &
Diagnostik (Meteorologische Einordnung)**

Jun.-Prof. Dr. Stephanie Fiedler
Linh Ho

Bitte zitieren als

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2021). dena-Leitstudie
Aufbruch Klimaneutralität. Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren
und des Energiesystems. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

Aktualisierte Fassung vom März 2022

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

Zusammenfassung	1
1 Studienprozess, Szenarien und Methodik	6
1.1 Studienprozess und Projektstruktur	6
1.2 Hauptszenario und Pfadausprägungen	8
1.3 Methodik.....	10
1.3.1 Bilanzierung von Endenergieverbräuchen und Treibhausgasemissionen	10
1.3.2 Klima- und energiepolitische Ziele	13
1.3.3 Entwicklung von Transformationspfaden.....	16
1.3.4 Energiesystemmodell DIMENSION.....	17
1.3.5 Stromnetzmodellierung	19
1.3.6 Rahmendaten.....	22
1.4 Betrachtungsgrenzen	23
2 Hauptszenario Klimaneutralität 100.....	25
2.1 Verkehrssektor	25
2.1.1 Entwicklung im Personenverkehr	27
2.1.2 Entwicklung im Güterverkehr	31
2.1.3 Entwicklung der Fahrzeugbestände	32
2.1.4 Endenergieverbrauch im Verkehrssektor	36
2.1.5 Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor	41
2.1.6 Investitionen im Verkehrssektor	42
2.2 Industriesektor	46
2.2.1 Entwicklung der Produktionstechnologien	47
2.2.2 Entwicklung der Produktionsmengen	52
2.2.3 Entwicklung der Energieeffizienz	53
2.2.4 Entwicklung der Recyclingquoten	56
2.2.5 Endenergieverbrauch und nichtenergetische Verbräuche im Industriesektor	58
2.2.6 Treibhausgasemissionen im Industriesektor	65

2.2.7	Investitionen im Industriesektor	67
2.3	Gebäudesektor	69
2.3.1	Entwicklung des baulichen Wärmeschutzes und der Beheizungsstruktur	70
2.3.2	Zukünftiger Einsatz von Wasserstoff im Gebäudesektor	71
2.3.3	Endenergieverbrauch im Gebäudesektor	73
2.3.4	Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor	75
2.4	Energiesektor	77
2.4.1	Politische und technische Rahmenbedingungen	77
2.4.2	Endenergieverbrauch der Sektoren Verkehr, Industrie und Gebäude	81
2.4.3	Stromnachfrage und Stromerzeugung	84
2.4.4	Kraftwerkspark, Flexibilität und Versorgungssicherheit	87
2.4.5	Exkurs: Versorgungssicherheit in Extremwetterperioden.....	95
2.4.6	Fernwärmennachfrage und Fernwärmeerzeugung	109
2.4.7	Wasserstoff und synthetische Folgeprodukte.....	111
2.4.8	Verfügbarkeit und Einsatz biogener Energieträger	114
2.4.9	Treibhausgasemissionen im Energiesektor	118
2.4.10	Investitionen im Energiesektor und Energiebereitstellungskosten	119
2.5	Primärenergieverbrauch	129
2.6	Treibhausgasemissionen und Senken.....	131
2.6.1	Natürliche und technische Senken	132
2.6.2	Treibhausgasemissionen in Deutschland	139
2.7	Energieinfrastrukturen	141
2.7.1	Entwicklung des Stromübertragungsnetzes	141
2.7.2	Entwicklung der Stromverteilnetze	148
2.7.3	Entwicklung der Wasserstoff- und Gasinfrastruktur	156
2.7.4	Sonstige Infrastrukturen	167
3	Pfadausprägungen.....	169
3.1	Verkehrssektor	170
3.2	Industriesektor	173
3.3	Gebäudesektor	176

3.4	Energiesektor	179
3.5	Stromnetzinfrasturktur	188
3.5.1	Übertragungsnetz	188
3.5.2	Verteilnetz	189
	Literaturverzeichnis	191
	Abkürzungsverzeichnis	197
	Abbildungsverzeichnis	200
	Infoboxenverzeichnis	204
	Anhang A: EWI Energiesystemmodell DIMENSION	205
	Anhang B: ef.Ruhr Stromnetzmodell	209

Zusammenfassung

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 Gebäude¹ 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 Gasen² 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

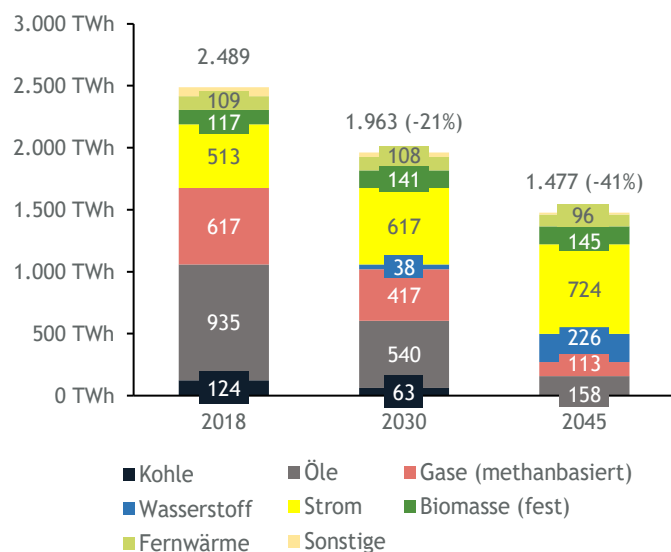


Abbildung 1: Aggregierter Endenergieverbrauch der Verbrauchssektoren nach Energieträgern

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

² Öle sind inklusive synthetischer und biogener Anteile. Methanbasierte Gase sind inklusive synthetischer und biogener Anteile und enthalten außerdem Flüssiggase. Wasserstoff ist in dieser Kategorie explizit nicht enthalten und wird gesondert ausgewiesen.

der 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.

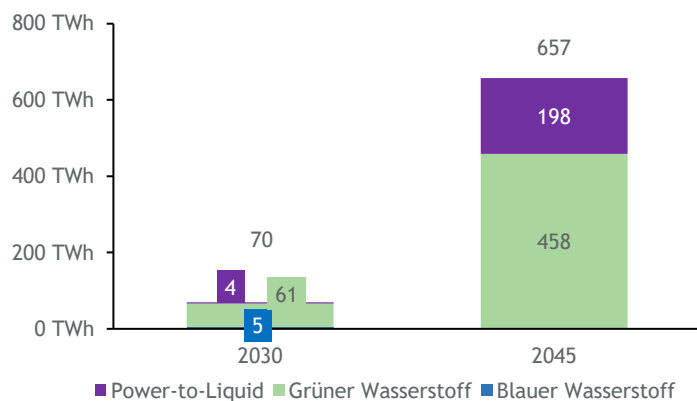


Abbildung 2: Nachfrage nach Wasserstoff und Folgeprodukten

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.³

³ In der Landwirtschaft werden im Jahr 2030 noch 58 Mt CO₂e (-50 % ggü. 1990) emittiert und das Reduktionsziel von 56 Mt CO₂e verfehlt. Auch im Sektor Abfall und sonstige wird das Sektorziel um ca. 1 Mt CO₂e 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 CO₂e. In der Industrie werden verbleibende Prozessemissionen und energetische Emissionen nicht vollständig durch **technische Senken** und CO₂-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 verbleiben im Jahr 2045 Restemissionen in Höhe von 42 Mt CO₂e. Diese werden durch die Senkenleistung von Wäldern und anderen **natürlichen Senken** im LULUCF-Sektor⁴ in Höhe von 41 Mt CO₂e kompensiert

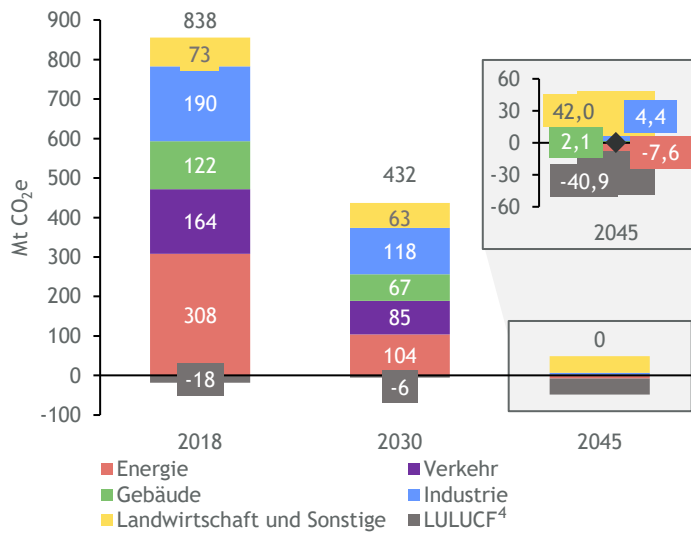


Abbildung 3: Entwicklung der Netto-Treibhausgasemissionen

⁴Die 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 CO₂e ausgewiesen. Hier zitiert ist die Schätzung aus der CRF-Submission des Jahres 2021 (UNFCC, 2021), die einen Wert von -18,29 Mt CO₂e ausweist.

1 Studienprozess, Szenarien und Methodik

1.1 Studienprozess und Projektstruktur

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

Wie auch die dena-Leitstudie Integrierte Energiewende aus dem Jahr 2018 verfolgt die vorliegende Studie einen Bottom-Up-Ansatz zur Ermittlung der Transformationspfade. Für die Modellierung der drei 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 vom Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden (ITG) und vom Forschungsinstitut für Wärmeschutz e. V. München (FIW) durchgeführt. Der Verkehrs- und der Industriesektor werden vom Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI) modelliert.

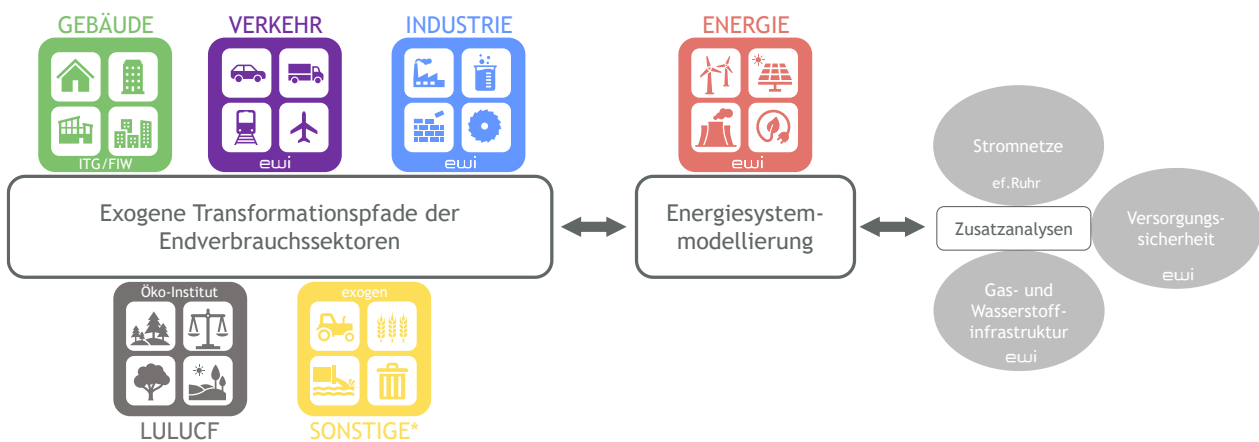


Abbildung 4: Übersicht zum methodischen Vorgehen bei der Modellierung

* Sonstige umfasst Landwirtschaft, Abfall und Sonstige.

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.

Für eine fundierte Entwicklung der Transformationspfade und der Energiesystemmodellierung wurden darüber hinaus vertiefende Zusatzgutachten in zentralen Themenbereichen eingebunden. Klimaneutralität erfordert eine strukturierte Befassung mit dem Thema Negativemissionen und Senken. Hierzu wurden Kurzgutachten von der Prognos AG, *Technische CO₂-Senken* (Prognos-Kurzgutachten, 2021), und vom Öko-Institut, *Natürliche Senken* (Öko-Institut-Kurzgutachten,

2021), erstellt. Auch die Energieträgerinfrastruktur spielt eine wichtige Rolle für ein klimaneutrales Energiesystem. Aufbauend auf den Ergebnissen der Transformationspfade und der Energiesystemmodellierung, wurden deshalb Zusatzanalysen im Hinblick auf Infrastrukturbedarfe und Versorgungssicherheit durchgeführt: Entwicklung der Stromnetze (Übertragungs- und Verteilnetze) von der ef.Ruhr (siehe Kapitel 2.7.1 und 2.7.2) sowie „Entwicklung der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur“ (siehe Kapitel 2.7.3) und „Versorgungssicherheit in Extremwetterperioden“ vom EWI (siehe Kapitel 2.4.5).

Um integrierte und konsistente Lösungen zu erarbeiten, diskutierten die projektbeteiligten Expertinnen und Experten zusätzlich sektorübergreifende Inhalte in drei Querschnittsmodulen: Energiemarktdesign, Transformation sowie Wirtschaft & Europa.

Im Querschnittsmodul Energiemarktdesign werden die zentralen Hemmnisse im aktuellen Regelrahmen und die Anforderungen an das Marktdesign, welche die Transformation zur Klimaneutralität begleiten, identifiziert. Darunter sind Regulierungsvorschriften sowie Anreizmechanismen, um Investitionsrisiken in klimaneutrale Technologien abzusichern, Verzerrungen zwischen den Sektoren abzubauen und den Infrastrukturaufbau zu koordinieren.

Das Querschnittsmodul Transformation beschäftigt sich mit den zentralen gesellschaftlichen und sozialen Herausforderungen, die der Weg zur Klimaneutralität mit sich bringt. Es werden zentrale Herausforderungen identifiziert und Ansatzpunkte und Handlungsempfehlungen abgeleitet, die einen positiven Beitrag zur gesellschaftlichen Akzeptanz leisten können.

Im Querschnittsmodul Wirtschaft & Europa wird der Einfluss des europäischen Rahmens auf die nationale Politik diskutiert und analysiert. Dabei stehen insbesondere die Auswirkungen des Europäischen Klimagesetzes und des „Fit for 55“-Pakets im Mittelpunkt. Analysiert werden u. a. die Emissionshandelsrichtlinien mit der Etablierung eines neuen Zertifikatehandels für den Gebäude- und Verkehrssektor sowie die der Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM).

Für die wissenschaftlichen Analysen und die Modellierung sind Forschungseinrichtungen aus sechs wissenschaftlichen Instituten und verschiedenen Disziplinen zuständig.

- Das EWI verantwortet wie in der ersten dena-Leitstudie als Hauptgutachter der Studie die Energiesystemmodellierung sowie die Modellierung der Verbrauchssektoren Industrie und Mobilität. Darüber hinaus erstellt das EWI die Zusatzanalysen zur Entwicklung der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur sowie zur Versorgungssicherheit in Extremwetterperioden.
- Das FIW München und das ITG Dresden unterstützen die dena-Leitstudie als Fachgutachter und Modellierer im Sektormodul Gebäude.
- Die Jacobs University Bremen ist für die wissenschaftliche Begleitung des Querschnittsmoduls Energiemarktdesign zuständig.
- Das Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie begleitet mit seiner sozial- und gesellschaftswissenschaftlichen Expertise das Querschnittsmodul Transformation.
- Die Stiftung Umweltenergierecht unterstützt mit energierechtlichen Kenntnissen im Querschnittsmodul Wirtschaft & Europa.

1.2 Hauptszenario und Pfadausprägungen

Im **Szenario Klimaneutralität 100 (KN100)** wird 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 erreicht als auch die sektorübergreifenden Minderungsziele für die Jahre 2030 und 2040 (siehe Kapitel 1.3.2). Auch nach dem Erreichen der **Klimaneutralität im Jahr 2045** erfolgt eine weitere Emissionsminderung, sodass nach 2050 eine netto-Negativbilanz für Deutschland erreicht wird.

Die Entwicklungen im Szenario KN100 zeigen eine systematische und im Rahmen der Modellgrenzen konsistente Transformation der Endverbrauchssektoren und des Energiesystems zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2045 in Deutschland auf. Insgesamt sinkt der Endenergieverbrauch im KN100 und konventionelle Energieträger werden langfristig vorwiegend durch Strom sowie Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukte substituiert.

Im **Verkehrssektor** erfolgt teilweise eine Verlagerung z. B. von Inlandsflügen und motorisiertem Individualverkehr auf den öffentlichen Straßenverkehr oder Schienenverkehr. Personenkraftwagen (PKW) sowie leichte Nutzfahrzeuge (LNF) werden zunehmend elektrifiziert. Auch im leichten Güterverkehr werden konventionelle Kraftstoffe vermehrt durch elektrische Antriebe ersetzt. Im Schwerlastverkehr kommt ab 2030 verstärkt Wasserstoff zum Einsatz.

In der **Industrie** führt die prozessübergreifende Steigerung der Energieeffizienz und die Elektrifizierung von geeigneten Prozessen zu einem deutlichen Rückgang des Endenergiebedarfs. In einigen Industrien erfolgt zudem eine umfassende technologische Entwicklung hin zu innovativen und emissionsarmen Produktionstechnologien. Insbesondere in den Branchen Chemie, Eisen und Stahl erfolgt langfristig eine verstärkte Nutzung von Wasserstoff.

Im **Gebäudesektor** wird von einer beschleunigten Verbesserung des baulichen Wärmeschutzes ausgegangen, sodass die Sanierungsrate deutlich ansteigt. Gleichzeitig steigt die Anzahl der mit Wärmepumpen beheizten Gebäude an und alte sowie ineffiziente Heizungen werden mit einer erhöhten Austauschrate ersetzt. Langfristig kommt es zu einer Umstellung von methanbasierten Gasnetzen auf Wasserstoff und dieser wird zur Wärmebereitstellung in Gasheizungen verwendet.

Im **Energiesektor** findet ein grundlegender Wandel der Energieträgerbereitstellung statt. Der zentrale Pfeiler der Transformation ist der Ausbau Erneuerbarer Energien. Die Kohleverstromung geht bereits in der kurzen Frist deutlich zurück. Wasserstofffähige Gaskraftwerke werden zur Kompensation der wegfallenden steuerbaren Kapazitäten bereits bis 2030 zugebaut. Im Jahr 2045 ist die Stromerzeugung in Gaskraftwerken nahezu vollständig wasserstoffbasiert.

Sowohl in der Landwirtschaft als auch in einigen industriellen Prozessen können Treibhausgasemissionen nicht vollständig vermieden werden. Um diese Restemissionen zu kompensieren, nehmen natürliche und technische CO₂-Senken eine wichtige Rolle ein. Die resultierende Senkenleistung kann die verbleibenden Emissionen aus der Landwirtschaft und der Industrie durch die Anrechnung von Negativemissionen ausgleichen.

Variation zentraler Einflussgrößen in vier Pfadausprägungen

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 vier Pfadausprägungen untersucht, in denen zentrale Einflussgrößen innerhalb der Transformationspfade der Endverbrauchssektoren Industrie, Verkehr und Gebäude variiert werden.

Die Abweichungen werden in Kapitel 3 systematisch anhand von zwei zentralen Dimensionen variiert, der Elektrifizierungsgrad und die Effizienzentwicklung. Die Variationen beeinflussen die Zusammensetzung der Endenergienachfrage in Bezug auf Strom und molekülbasierte Energieträger wie Wasserstoff, methanbasierte Gase und flüssige mineralölbasierte Energieträger.

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.

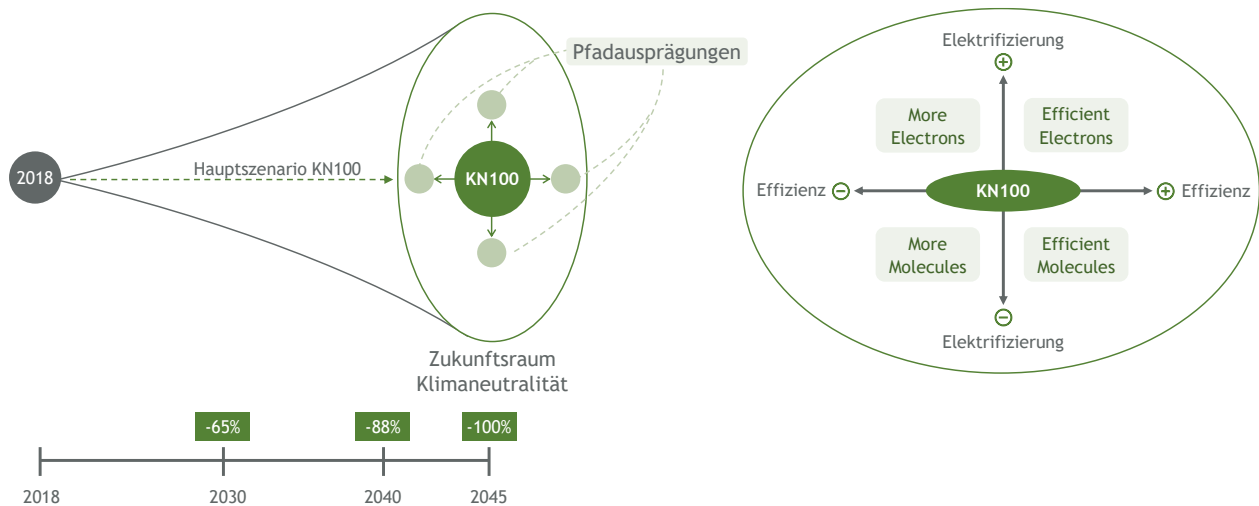


Abbildung 5: Das Hauptszenario KN100 und die Pfadausprägungen

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.

In Abbildung 5 sind die vier Pfadausprägungen „More Molecules“, „More Electrons“, „Efficient Electrons“ und „Efficient Molecules“ und das Hauptszenario KN100 dargestellt.

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.

1.3 Methodik

Energieszenarien wie das Szenario KN100 beschreiben mögliche zukünftige Entwicklungen des Energiesystems, insbesondere der Nachfrage nach verschiedenen Energieträgern sowie der Energiebereitstellung. Möglichkeit bedeutet in diesem Kontext, dass die dargestellte Entwicklung konsistent mit dem aktuell verfügbaren Wissen, beispielsweise zu technologischen Entwicklungen ist. Entscheidend ist weiterhin, dass diese Konsistenz nur innerhalb der Systemgrenzen der zugrundeliegenden Modellierung sichergestellt werden kann. Szenarien werden nicht dazu verwendet, um deterministische Prognosen über die Zukunft zu treffen und können keine Wahrscheinlichkeit für den Eintritt der skizzierten Entwicklung quantifizieren. Szenarien sind somit spezifische Zukunftspfade, die das Resultat einer Vielzahl von Entscheidungen bezüglich des relevanten Ausschnitts des Möglichkeitsraums darstellen.⁵

In diesem Abschnitt werden verschiedene Entscheidungen bezüglich der Modellierung des KN100-Szenarios und der Pfadausprägungen erläutert, die entscheidend für das Verständnis und die Interpretation der Ergebnisse sind. Eine Übersicht der zugrundeliegenden Parameter und Annahmen wird begleitend zu diesem Gutachten zum Download bereitgestellt.

1.3.1 Bilanzierung von Endenergieverbräuchen und Treibhausgasemissionen

Das zentrale politische Ziel der Energiewende ist die festgelegte Reduktion der nationalen Treibhausgasemissionen. Zur Bestimmung der Zielerreichung müssen Emissionen bilanziell erfasst werden, sowohl im Hinblick auf die in Deutschland anfallenden Emissionen als auch auf die Aufteilung der Emissionen nach den verschiedenen Sektoren.

Systemgrenzen der Bilanzierung

Im Rahmen der Modellierung dieser Studie werden Treibhausgasemissionen berücksichtigt, die innerhalb der nationalen Staatsgrenzen der betrachteten europäischen Länder entstehen.

⁵ Eine ausführliche Diskussion der Interpretation von Energieszenarien befindet sich in Dieckhoff et al. (2014).

Bilanziert wird im Rahmen der Studie grundsätzlich gemäß des Quellprinzips, dem in der internationalen Berichterstattung der Treibhausgasemissionen und der nationalen und europäischen Klimazieldefinition üblichen Bilanzierungsansatz.

Beim Quellprinzip werden die Emissionen der nationalen Bilanz der Treibhausgasemissionen zugerechnet, sofern sie innerhalb der nationalen Grenzen entstanden sind. Dies hat zur Folge, dass z. B. Emissionen, die bei der Erzeugung von Importstrom entstehen, in der nationalen Bilanz nicht berücksichtigt werden, Emissionen von Exportstrom hingegen schon. Durch die Bilanzierung von Emissionen nach Quellprinzip sind Stromimporte somit bilanziell klimaneutral und können zur Erfüllung nationaler Klimaziele beitragen. Analog dazu werden auch die sektoralen Emissionen entsprechend dem Quellprinzip in den Sektoren bilanziert, in denen die Freisetzung der Treibhausgase erfolgt. Dies hat zur Folge dass die Nutzung von Strom in den Bilanzen der Endverbrauchssektoren keine Emissionen verursacht, weil der Ausstoß der Emissionen bei der Erzeugung des Stroms (bspw. in Gaskraftwerken) im Energiesektor erfolgt. Diese Art der Bilanzierung entspricht der Bilanzierung der deutschen sektoralen Klimaziele sowie dem Aufbau des Europäischen Emissionshandels.

Die Studie weicht bei der Bilanzierung von Importen von synthetischen Brennstoffen vom Quellprinzip ab. Nach dem Quellprinzip im engeren Sinne führt das Verbrennen z. B. von importiertem synthetischem Diesel in Deutschland zu Treibhausgasemissionen, welche der deutschen Bilanz zuzurechnen wären, und im Land der Herstellung zu negativen Emissionen. Folglich schließt die Bilanzierung nach dem Quellprinzip die Nutzung von importierten synthetischen Brennstoffen als CO₂-Vermeidungsoption aus. Um synthetische Brennstoffe als CO₂-Vermeidungsoption zu berücksichtigen, wird für diese Studie angenommen, dass ein entsprechend angepasster Bilanzierungsmechanismus existiert.⁶ Folglich gehen importierte synthetische Brennstoffe in der Modellierung mit einem CO₂-Faktor von Null in die nationale CO₂-Bilanzierung ein.

Eine weitere Ausnahme vom Quellenprinzip stellt importierter blauer Wasserstoff dar: Dieser geht mit den resultierenden Restemissionen, die bei der Herstellung entstehen, in die nationale CO₂-Bilanzierung ein. Ein Großteil der bei der Herstellung von Wasserstoff aus Erdgas in Dampfreformieren anfallenden CO₂-Emissionen wird bei blauem Wasserstoff abgeschieden und gespeichert. Dennoch fallen Restemissionen beim CO₂-Abscheidungsprozess an. Diese Restemissionen gehen in der Modellierung in die nationale Bilanzierung des Verbrauchlandes ein. Diese Form der Bilanzierung wird gewählt, um den Import von blauem Wasserstoff in der Abweichung vom Quellprinzip dem Import von synthetischen Brennstoffen gleichzustellen.

⁶ Denkbar wäre, dass der Importeur beim Kauf von synthetischem Brennstoff ein Zertifikat über dessen Klimaneutralität erhält. So würde die deutsche CO₂-Bilanz um eine Einheit reduziert werden und die Bilanz des Herstellerlandes um eine Einheit erhöht werden.

Sektorale Bilanzgrenzen

Die Abgrenzung der Sektoren erfolgt entsprechend des Klimaschutzgesetzes. Das Klimaschutzgesetz orientiert sich an den Treibhausgasemissionen, die im gemeinsamen Berichtsformats (Common Reporting Format - CRF) nach der Europäischen Klimaschutzberichtserstattungsverordnung dargestellt werden.

Im Verkehrssektor werden entsprechend der Bilanzierungslogik ausschließlich die Treibhausgasemissionen erfasst, die direkt durch die Fahrzeugnutzung entstehen. Dies entspricht der Tank-to-Wheel-Betrachtung. Weitere Emissionen, die indirekt dem Verkehrssektor zuzuordnen sind, werden in anderen Sektoren bilanziert. Dazu gehören beispielsweise Emissionen, die durch den Energieaufwand für die Fahrzeugproduktion, Batterieherstellung, Stromerzeugung sowie bei der Herstellung von Kraftstoffen entstehen. Fällt der Energieaufwand für die Produktion im Ausland an, werden die Emissionen nicht der nationalen Bilanz zugerechnet, sondern dem jeweiligen Produktionsland.

Im Industriesektor werden alle Treibhausgasemissionen aus Verbrennungsprozessen, die auf industrielle Produktionen und Industriewärmequellen zurückzuführen sind, sowie alle prozessbedingten Emissionen bilanziert. Letztere sind Treibhausgasemissionen, die nicht bei der energetischen Nutzung von Energieträgern entstehen, sondern die durch den Einsatz von Rohstoffen (z. B. fossile Gase oder Öle) durch chemische oder physikalische Umwandlung freigesetzt werden.

Im Gebäudesektor werden die Emissionen bilanziert, die durch Verbrennungsprozesse in Wohngebäuden und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) mit Ausnahme der Landwirtschaft entstehen. Neben den Energieverbräuchen für Beleuchtung, Raumwärme, Klimakälte und Warmwasser werden ebenfalls entstehende Emissionen für Prozesswärme/-kälte sowie mechanische Energie und Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) im Gebäudesektor bilanziert. Anfallende Emissionen in Industriegebäuden werden dem Industriesektor zugeordnet.

Dem Energiesektor werden Emissionen zugeordnet, die aus der öffentlichen Strom- und Wärmeversorgung entstehen. Darüber hinaus werden die Emissionen der Raffinerien und Müllverbrennungsanlagen sowie der Brennstoffeinsatz aus Pipelineverdichtern und flüchtige Emissionen aus Brennstoffen berücksichtigt.

Im Landwirtschaftssektor werden sowohl die Emissionen für den Energieeinsatz in der Landwirtschaft als auch nichtenergetische Emissionen bilanziert. Dazu zählen Emissionen aus der Tierhaltung, insb. der Verdauung von Futter durch Wiederkäuer, sowie Emissionen aus Düngemitteln (Lagerung und Stickstoffeintrag in die Böden). Auch die Emissionen aus der Produktion von Biogas oder anderen Bioenergieträgern durch Vergärung werden im Landwirtschaftssektor bilanziert.

Im Abfallsektor werden hauptsächlich Emissionen aus der Deponierung, sowie Emissionen aus Abwasserbehandlung und der biologischen Abfallbehandlung bilanziert. Emissionen, die bei der Abfallbehandlung in Müllverbrennungsanlagen auftreten, werden im Energiesektor bilanziert.

Im LULUCF-Sektor werden Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (Land Use, Land Use Change and Forestry; LULUCF) zusammengefasst. Dieser Sektor umfasst Emissionen aus der nichtlandwirtschaftlichen Landnutzung für Wälder, Ackerland, Grünland, Feuchtgebiete und Siedlungen. Der LULUCF-Sektor ist der einzige Sektor mit einer negativen CO₂-Bilanz im Status quo, da netto mehr CO₂ (beispielsweise in Wäldern) eingespeichert als emittiert wird.


 Energiesektor Verbrennung von Brennstoffen in der Energiewirtschaft, Raffinerien, Pipelinetransport, flüchtige Emissionen aus Brennstoffen	 Industriesektor Verbrennung von Brennstoffen im verarbeitenden Gewerbe und in der Bauwirtschaft (inkl. Beleuchtung, Raumwärme und Warmwasser), Industrieprozesse und Produktverwendung, CO ₂ -Transport und -Lagerung	 Gebäudesektor Verbrennung von Brennstoffen in Privaten Haushalten und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (inkl. Prozesswärme/-kälte und mechanische Energie)
CRF Kategorien: 1.A1, 1.A.3.e, 1.B	CRF Kategorien: 1.A2, 2, 1.C	CRF Kategorien: 1.A.4.a-b
 Verkehrssektor Transport (ziviler inländischer Luftverkehr, Straßenverkehr, Schienenverkehr, inländischer Schiffsverkehr) ohne Pipelinetransport	 Landwirtschaft und Sonstige Landwirtschaft, Verbrennung von Brennstoffen in Land- und Forstwirtschaft und in der Fischerei, Abfall und Abwasser, Sonstige	 LULUCF Wald, Acker, Grünland, Feuchtgebiete, Siedlungen, Holzprodukte, Änderungen zwischen Landnutzungskategorien
CRF Kategorien: 1.A.3.a-d	CRF Kategorien: 3, 1.A.4.c, 5, 6	CRF Kategorien: 4

Abbildung 6: Bilanzierung der sektorspezifischen Emissionen

1.3.2 Klima- und energiepolitische Ziele

Der Begriff Klimaneutralität⁷ wird im Rahmen dieser Studie im Sinne der Treibhausgasneutralität verwendet und bedeutet, dass Treibhausgasemissionen über alle Sektoren hinweg vollständig vermieden oder durch natürliche und technische Senken ausgeglichen werden. Sowohl in der Landwirtschaft als auch in einigen industriellen Prozessen ist die vollständige Vermeidung von Emissionen unter heutigen technologischen Gesichtspunkten nicht (oder nur mit hohen Kosten und Anstrengungen) möglich. Hier spielen negative Emissionen in Form von natürlichen und technischen Senken eine wichtige Rolle. Technische Senken wurden im Rahmen von Prognosekurzgutachten (2021) untersucht. Die Entwicklung von natürlichen Senken wie Wäldern und Feuchtgebieten wird vom Öko-Institut in Öko-Institut-Kurzgutachten (2021) analysiert. Die so ermittelte Senkenleistung des LULUCF-Sektors wird in Form von negativen Emissionen angerechnet und kann so beispielsweise verbleibende Emissionen aus der Landwirtschaft und der Industrie ausgleichen.

⁷ Die genaue Definition des Begriffs Klimaneutralität beschreibt den Zustand, in dem sich die Wirkung sämtlicher anthropogener und natürlicher temperaturbeeinflusster Faktoren gegenseitig aufheben, sodass die globale Durchschnittstemperatur sinkt. Im allgemeinen Gebrauch wird Klimaneutralität allerdings oft gleichgesetzt mit dem Begriff Treibhausgasneutralität, der das Gleichgewicht zwischen den anthropogenen Treibhausgasemissionen aus Quellen und dem Abbau solcher Gase durch natürliche und technische Senken beschreibt.

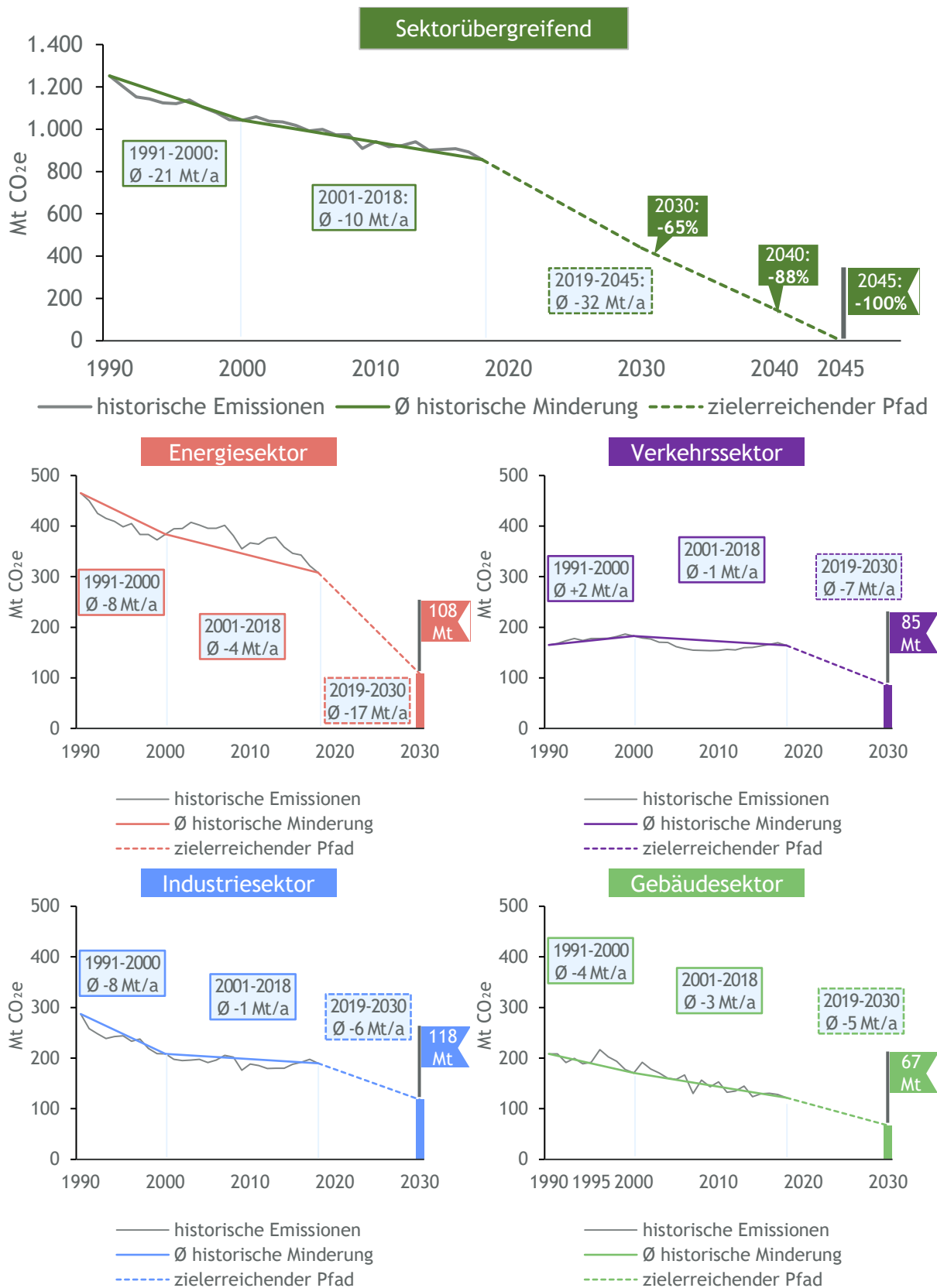


Abbildung 7: Entwicklung der nationalen Treibhausgasemissionen und Klimaziele

Die wesentlichen klimapolitischen Ziele der Energiewende sind die von der Bundesregierung angestrebte Reduktion der nationalen Treibhausgasemissionen. Im Klimaschutzgesetz 2021, das die gesetzlich verbindlichen Klimaziele für Deutschland beinhaltet, wird das Ziel der Klimaneutralität für das Jahr 2045 angestrebt. Weiterhin gelten die Zwischenziele für die Jahre 2030 und 2040. Demnach muss Deutschland die Emissionen bis zum Jahr 2030 um 65 % und bis zum Jahr 2040 um 88 % gegenüber dem Basisjahr 1990 senken. Nach 2045 wird eine netto-Negativbilanz angestrebt. Das Klimaschutzgesetz 2021 bildet die Grundlage für die entwickelten Szenarien und Pfade in dieser Studie.

Das Klimaschutzgesetz legt zudem sektorspezifische Ziele bis zum Jahr 2030 fest. Diese geben für den Energiesektor ein Emissionsbudget von 108 Mt CO_{2e} für das Jahr 2030 vor, für den Industrie-sektor 118 Mt CO_{2e}, für den Verkehrssektor 85 Mt CO_{2e} und für den Gebäudesektor 67 Mt CO_{2e}. Diese sektoralen Minderungsziele werden in der Entwicklung der Transformationspfade und der Modellierung zusätzlich zu den sektorübergreifenden Minderungszielen berücksichtigt.

Abbildung 7 zeigt die historische Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland sowie die sektorübergreifenden Klimaziele. Vom Jahr 1991 bis zum Jahr 2000 betrug die durchschnittliche Emissionsminderung 21 Mt CO_{2e} pro Jahr. Diese ist allerdings auch auf Sondereffekte nach der deutschen Wiedervereinigung zurückzuführen. In den Folgejahren bis 2018 wurden durchschnittlich nur ca. 10 Mt CO_{2e} pro Jahr gemindert. Somit ist eine deutliche Beschleunigung der Minderungsgeschwindigkeit notwendig, um die Klimaneutralität im Jahr 2045 zu erreichen. Die jährliche Minderung zwischen den Jahren 2019 und 2045 muss zur Zielerreichung durchschnittlich ca. 32 Mt CO_{2e} betragen.

Neben den Zielen für den Ausstoß von Treibhausgasemissionen werden verschiedene weitere politisch festgelegte Rahmenbedingungen wie zum Beispiel die Nationale Wasserstoffstrategie, das *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (EEG) oder das *Windenergie-auf-See-Gesetz* (WindSeeG) berücksichtigt. Eine Erläuterung der für die Modellierung relevanten Rahmenbedingungen befindet sich in den Beschreibungen der einzelnen Sektoren in Kapitel 2.

Modellierung von Klimazielen

Die beschriebenen THG-Minderungsziele des novellierten Klimaschutzgesetzes sind eine der zentralen Randbedingungen der Modellierung des KN100-Szenarios. Im Jahr 2030 werden die sektoralen Minderungsziele für die Sektoren Verkehr Industrie, Gebäude und Energie jeweils als Mengenbeschränkung im EWI-Energiesystemmodell DIMENSION abgebildet. Die Emissionen des Landwirtschaftssektors werden im Rahmen der Studie nicht explizit modelliert, sondern basieren auf der Studie *Klimaneutrales Deutschland 2045* (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021). Im Jahr 2030 betragen die Emissionen der Landwirtschaft 58 Mt CO_{2e}, sodass das aktuelle Ziel gemäß Klimaschutzgesetz von 56 Mt CO_{2e} verfehlt wird. Entsprechend muss diese Zielverfehlung kompensiert werden, um die übergeordnete Zielsetzung von 65 % Minderung zu erreichen.

Während die sektoralen Klimaziele für das Jahr 2030 in der Modellierung erreicht werden, werden die für 2025 festgelegten sektoralen Klimaziele verfehlt. Dies liegt insbesondere darin begründet, dass die Diskrepanz zwischen den verschärften Klimazielen und den für die Erreichung der

sektoralen Klimaziele im Jahr 2025 erforderlichen Transformationsgeschwindigkeiten aktuell zu groß erscheint.

Einige der technologischen Innovationen, die in den Sektoren für eine deutliche Minderung der Emissionen benötigt werden, befinden sich aktuell noch in der Entwicklung und können bei günstigen Rahmenbedingungen erst nach 2025 zum Hochlauf gebracht werden. Beispiele im Industriesektor sind die Stahlproduktion auf Basis der wasserstoffbasierten Direktreduktion oder der Einsatz von grünem Wasserstoff in der Chemieindustrie. Neben der technologischen Entwicklung der Prozesstechnologien erfordert der Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft den Aufbau einer Netzinfrastruktur und der entsprechenden Erzeugungsanlagen im In- und Ausland. Im Verkehrssektor sind hohe Investitionen im öffentlichen Verkehr notwendig, damit eine Verkehrsverlagerung auf weniger emissionsintensive Verkehrsträger wie Busse oder Bahnen realisierbar ist. Im Gebäudesektor ist u. a. eine deutliche Steigerung der Gebäudesanierungsrate eine zentrale Voraussetzung für die Klimazielerrreichung.

Die erforderliche Beschleunigung der jährlichen Emissionsminderung erfordert unter den aktuellen politischen und technologischen Rahmenbedingungen einen gewissen zeitlichen Vorlauf. In Absprache mit dem Gutachterkonsortium, den Expertinnen und Experten der dena sowie dem Projektpartnerkreis und Projektbeirat wurde deshalb beschlossen, die sektoralen Minderungsziele vor 2030 nicht zu berücksichtigen. Eine Diskussion der Konsequenzen der Zielverfehlung und konkrete Handlungsempfehlungen finden sich im Ergebnisbericht der dena.

Nach 2030 werden die Minderungsziele sektorenübergreifend als bindende Bedingungen in der Modellierung abgebildet. Im Jahr 2045 gilt das Ziel der Klimaneutralität unter Berücksichtigung der Negativemissionen aus technischen und natürlichen Senken.

Auf europäischer Ebene wird ebenfalls eine Emissionsminderung unterstellt, die sich an den Zielen der Europäischen Union orientiert. Gemäß des EU-Klimagesetzes wird für das europäische Ausland eine Emissionsminderung von 55 % bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 1990 unterstellt sowie Klimaneutralität bis zum Jahr 2050.

1.3.3 Entwicklung von Transformationspfaden

In der vorliegenden Studie wird untersucht, wie das Ziel der Klimaneutralität in Deutschland bis zum Jahr 2045 erreicht werden könnte. Für die Endverbrauchssektoren Industrie, Verkehr und Gebäude werden Bottom-Up-Modelle entwickelt, um möglichst konsistente Pfade zur Erreichung der klimapolitischen Ziele der Bundesregierung abzuleiten. Dafür werden aus Annahmen zu politischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen sowie technologischen Entwicklungen in den Sektoren konsistente Mengengerüste abgeleitet. Die Transformationspfade werden für die Modellierung des Energiesystems in jährliche und stündliche Energiebedarfe übersetzt, die als exogene Eingangsdaten in die Energiesystemmodellierung eingehen. Die Modellierung des Gebäudesektors wird von ITG und FIW durchgeführt und im Gutachten *dena-Leitstudie Aufbruch*

Klimaneutralität. Modellierung des Gebäudesektors (ITG/FIW-Gutachterbericht, 2021) vorgestellt. Verkehrs- und Industriesektor werden vom EWI modelliert. Der exogene Transformationspfad des LULUCF-Sektors wird vom Öko-Institut entwickelt.

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 detaillierte Darstellung der Transformationspfade und der zugrundeliegenden Annahmen befindet sich Kapitel 2. Annahmen für den Gebäudesektor und den LULUCF-Sektor werden in ITG/FIW-Gutachterbericht (2021) sowie Öko-Institut-Kurzgutachten (2021) beschrieben. Bei der Interpretation der Transformationspfade muss berücksichtigt werden, dass die Entwicklung im Rahmen einer Bottom-Up-Modellierung erfolgt und nicht das Ergebnis einer Kostenoptimierung ist. Investitionsentscheidungen in den Endenergieverbrauchssektoren (z. B. Neuzulassungen von Fahrzeugen, innovative Industrieprozesse, Beheizungsstruktur von Gebäuden oder die Realisierung von Effizienzgewinnen) werden bereits in den Transformationspfaden definiert. Folglich kann aus den Transformationspfaden und damit für das Szenario KN100 kein Anspruch auf Kostenoptimalität abgeleitet werden.

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

1.3.4 Energiesystemmodell DIMENSION

Die Endenergiebedarfe der Sektoren Gebäude, Industrie und Verkehr gehen in das Energiesystemmodell DIMENSION ein. In DIMENSION wird sektorenübergreifend die kostenoptimale Bereitstellung dieser Endenergiebedarfe ermittelt. Zentrale Bedingung der Optimierung ist dabei die Einhaltung der zugrundeliegenden Klimaziele. Im Modell werden die kurz- und langfristigen Bereitstellungskosten aller Energieträger unter Berücksichtigung von politischen, regulatorischen und technologischen Rahmenbedingungen in der Optimierung berücksichtigt. Weiterhin erfolgt die Optimierung für das Europäische Energiesystem, sodass Interdependenzen zwischen den Energiesystemen verschiedener Länder explizit abgebildet werden.

Das Modell umfasst die Kosten für Ausbau und Betrieb von Kraftwerken, öffentlicher und industrieller Wärmeerzeugung inklusive Power-to-Heat, sowie von Flexibilitäten im Stromversorgungssystem. Zudem werden der Ausbau und Betrieb von Elektrolyseuren und von Anlagen zur Weiterverarbeitung von Wasserstoff, insbesondere Methanisierung und Fischer-Tropsch-Synthese endogen abgebildet. Anforderungen an Infrastrukturen werden auf Basis der aus

der Optimierung resultierenden Bedarfen an End- und Primärenergieträgern abgeleitet. Die Infrastrukturen sind somit konsistent zum dargestellten Gesamtsystem, sind allerdings nicht Teil der Kostenoptimierung. Abbildung 8 stellt die Zusammenhänge des Modells schematisch dar.

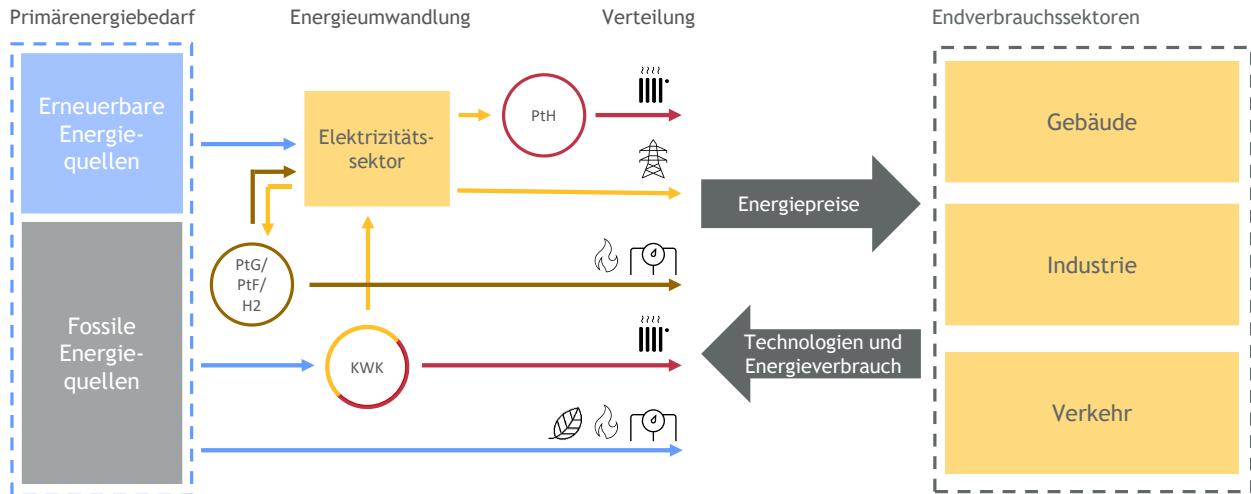


Abbildung 8: Das Energiesystemmodell DIMENSION

DIMENSION bildet Kontinentaleuropa mit den Mitgliedsstaaten der Europäischen Union sowie Großbritannien, Norwegen und der Schweiz ab. Dabei wird unterstellt, dass auch in Europa Klimaneutralität erreicht wird. Entsprechend ergeben sich auch für die restlichen abgebildeten Länder Bedarfe an klimaneutral bereitgestellten Endenergieträgern wie grünem Wasserstoff oder Strom aus erneuerbaren Energien. Die entsprechende Rückwirkung der Europäischen Bedarfe auf das deutsche Energiesystem ist somit im Modell konsistent abgebildet. Der Stromaustausch zwischen den verschiedenen Ländern ergibt sich als Ergebnis der Optimierung. Der Stromhandel wird dabei in stündlicher Auflösung unter Berücksichtigung von Annahmen zur Entwicklung der Interkonnektorenkapazitäten zwischen den Ländern simuliert. Aufgrund der zunehmenden Bedeutung von Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukten werden in DIMENSION zusätzlich zu den genannten vollständig abgebildeten Europäischen Ländern etwa 90 weitere Herkunftsländer für grünen Wasserstoff sowie synthetisches Methan und Power-to-Liquid aus verschiedenen Weltregionen abgebildet. Für diese Länder werden Bereitstellungskosten für die genannten Produkte ermittelt. Diese basieren auf den lokalen Wind- und Solarverfügbarkeiten sowie den Investitionskosten für die benötigten Anlagen zur Strom- und Wasserstoffherzeugung sowie zur Weiterverarbeitung von Wasserstoff. Im Rahmen der Optimierung in DIMENSION können entsprechend Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukte aus diesen Ländern nach Deutschland und Europa importiert werden.

1.3.5 Stromnetzmodellierung⁸

Die Bewertung von Auswirkungen einer veränderten Erzeugungsstruktur und neuer Stromanwendungen auf das Stromnetz erfolgt auf der deutschen Übertragungsnetz- wie auch Verteilnetzebene. Ziel ist hierbei die Abschätzung des erforderlichen Investitionsbedarfes für die Zieljahre 2030 und 2045 im Szenario KN100. Die zugrundeliegenden Mantelzahlen des untersuchten Szenarios sowie der sich hieraus ergebende Kraftwerkseinsatz werden hierbei für die jeweilige Modellierung der Spannungsebene berücksichtigt. Die Modellierung der Spannungsebenen basiert hierbei auf den durch das Szenario gegebenen Randbedingungen. Im Folgenden werden die verwendeten Modelle zur Berechnung des Investitionsbedarfs im Übertragungsnetz- sowie den Ebenen des Verteilnetzes beschrieben.

Übertragungsnetzebene

Die Basis für die Berechnung des Investitionsbedarfes in der Übertragungsnetzebene bildet ein Netzmodell, welches mit einer reduzierten Knotenanzahl das deutsche Übertragungsnetz sowie das europäische Ausland abbildet. In dem Netzmodell werden bereits alle Netzausbaumaßnahmen sowohl des AC- als auch des DC-Start- sowie Zubaunetzes des Netzentwicklungsplanes 2035 (Version 2021, 2. Entwurf) für das Szenario B 2035 bis zum Jahr 2035 berücksichtigt. Unter Verwendung dieses Modells wird im Rahmen einer iterativen Netzausbaurechnung der zusätzliche Netzausbaubedarf in der Übertragungsnetzebene für die ausgewählten Stützjahre des untersuchten Hauptszenarios sowie den einzelnen Sensitivitätsbetrachtungen bestimmt. Bei der Analyse des Netzausbaubedarfes im Hauptszenario KN100 wird für beide Zieljahre 2030 und 2045 der im NEP bis zum Jahr 2035 ausgewiesene Netzausbaubedarf bereits berücksichtigt. Für 2030 wird damit zunächst geprüft, ob der im NEP ausgewiesene Ausbaubedarf im untersuchten Szenario ausreichend ist und ggf. einer Beschleunigung bedarf. Ein potenziell zusätzlicher Netzausbaubedarf wird mittels der in Abbildung 9 dargestellten Methodik ermittelt.

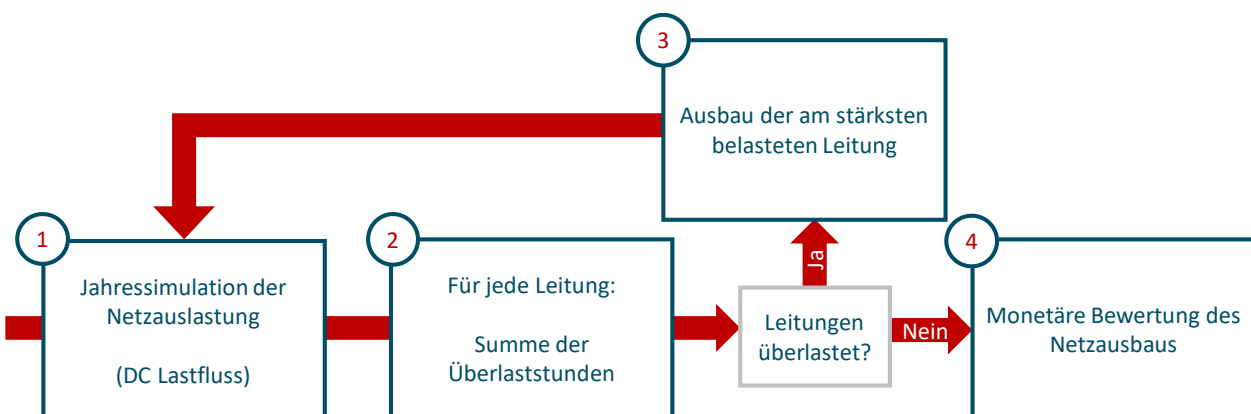


Abbildung 9: Berechnungsmethodik für die Netzausbauberechnung im Übertragungsnetz

⁸ Das Kapitel 1.3.5. Stromnetzmodellierung wurde von der ef.Ruhr verfasst.

In **Schritt 1** der Berechnung werden die in den einzelnen Szenarien zu erwartenden Residuallastverläufe der Bundesländer sowie der europäischen Nachbarländer für alle 8.760 Stunden eines Betrachtungsjahres auf die entsprechenden Knoten des Netzmodells verteilt.

Die resultierenden Zeitreihen berücksichtigen hierbei bereits den Einsatz der 3 %-Spitzenkappung als Planungskriterium. Unter Verwendung der Zeitreihen werden anschließend anhand des reduzierten Netzmodells Gleichstrom (DC)-Lastflussberechnungen durchgeführt. Außerdem werden für die berücksichtigten Trassen zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) für alle Zeitschritte die Betriebspunkte gewählt, die zur geringsten Belastung des AC-Netzes führen.

Im **zweiten Schritt** der Analyse erfolgt die Bewertung der Netzauslastung eines Jahres. Unter Berücksichtigung der Überlastungshäufigkeit sowie der kumulierten Überlastarbeit wird eine Ausbaupriorisierung aller Leitungen durchgeführt.

In **Schritt 3** werden entsprechend der zuvor ermittelten Priorisierung Netzengpässe durch den Einsatz von Netzausbaumaßnahmen aufgelöst. In Abhängigkeit des Ausbauzustandes des Netzes wird zunächst eine Umbeseilung vorhandener 380-kV-Stromkreise der engpassbehafteten Trasse

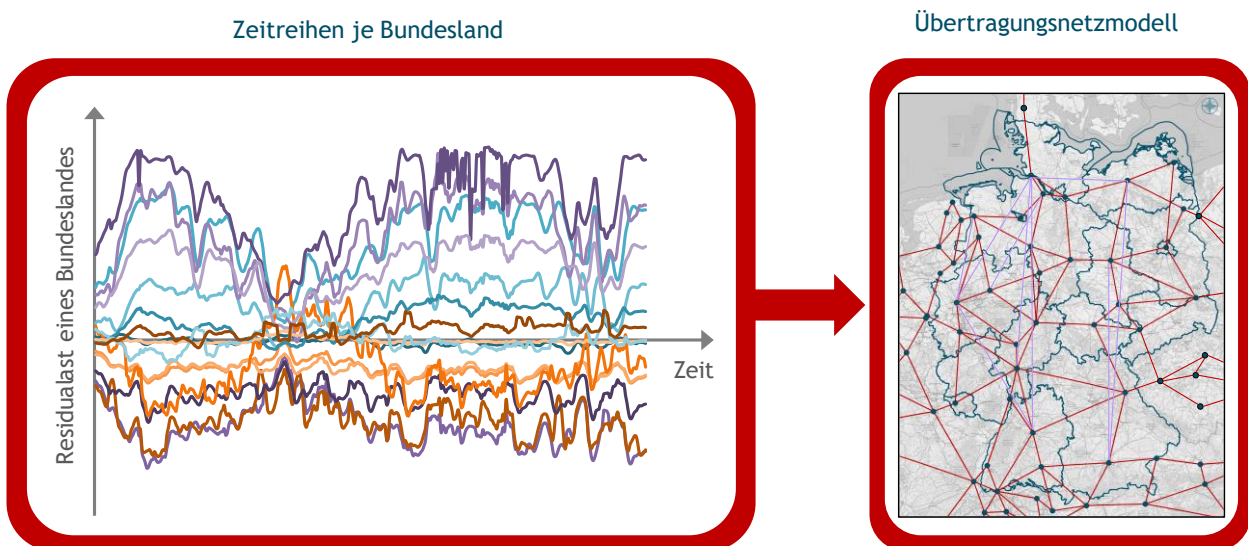


Abbildung 10: Schematische Darstellung der Bundeslandzeitreihen und des Übertragungsnetzmodells

mit erhöhter Stromtragfähigkeit oder die Ergänzung eines weiteren Stromkreises in vorhandener Trasse geprüft. Handelt es sich um eine bestehende 220-kV-Trasse, wird diese zu einer 380-kV-Trasse umgebaut. Schließlich stellt der Neubau eines 380-kV-Stromkreises in neuer Trasse die letzte Option dar. Im Rahmen der Analyse des Übertragungsnetzes werden keine betrieblichen Maßnahmen des Engpassmanagements, wie etwa der Einsatz von Redispatch oder einem netzdienlichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen (bspw. steuerbare Lasten, Speicher, Elektrolyseure) berücksichtigt.

Die monetäre Bewertung des ermittelten Netzausbaubedarfes erfolgt in **Schritt 4**. Hierzu werden die Kostenpositionen gemäß des NEP 2035 v2021 (NEP Strom 2035, 2021) verwendet. Alle der Berechnung zugrundeliegenden Annahmen und Parameter können der zusätzlich bereitgestellten Sammlung entnommen werden.

Ausbaubedarf in der Mittelspannungs- und Niederspannungsebene

Die Berechnung des Ausbaubedarfs in der Mittelspannungs- (MS-Ebene) und Niederspannungsebene (NS-Ebene) erfolgt anhand eines automatisierten Netzausbauprozesses. Hierbei wird zunächst das betrachtete Szenario auf die Gemeindeebene regionalisiert. Auf Basis der Regionalisierung werden dann im Zuge einer Clusterung repräsentative Gemeinden ermittelt. Im Rahmen von Detailnetz betrachtungen werden im darauffolgenden Schritt Netzstrukturen innerhalb der repräsentativen Gemeinden analysiert und entsprechend der zukünftigen Versorgungsaufgabe ausgebaut (siehe Abbildung 11). Die Ergebnisse der Detailnetzbetrachtungen werden letztlich innerhalb der Cluster und auf Gesamtdeutschland hochgerechnet.

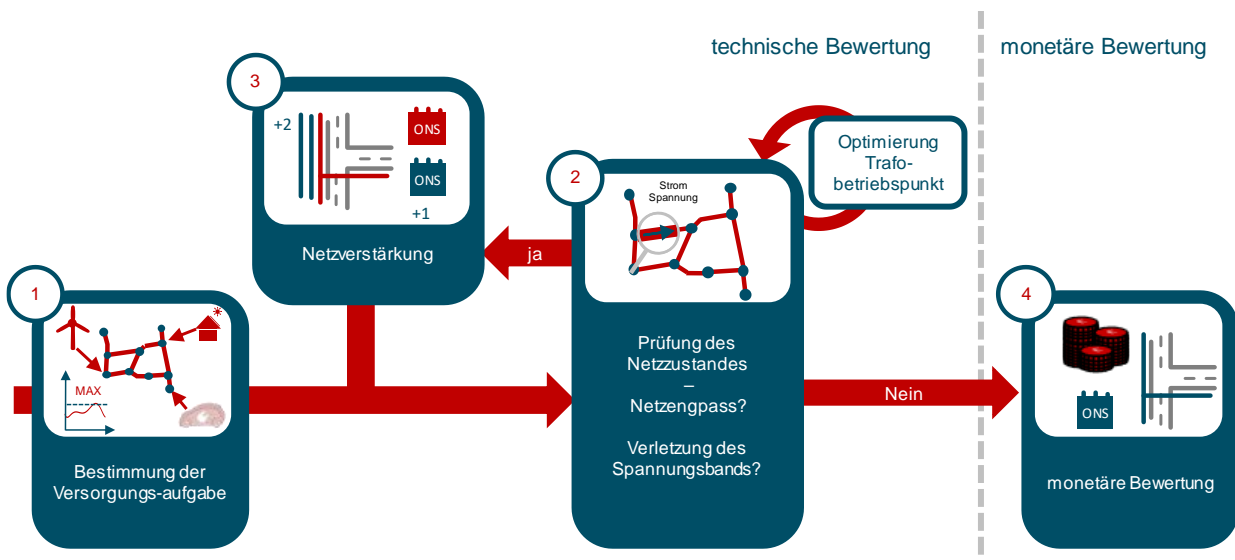


Abbildung 11: Schematische Darstellung des automatisierten Netzausbauprozesses zu Bewertung der NS und MS-Ebene

Der beschriebene Ansatz wurde bereits im Rahmen verschiedener Netzausbaustudien genutzt, sukzessive weiterentwickelt und den Bedürfnissen der einzelnen Studie angepasst. Eine detaillierte Beschreibung der angewandten Methodik findet sich entsprechend in (Agora, 2019; ef.Ruhr, 2017; EWI, 2018; EWI & ef.Ruhr, 2018; ef.Ruhr et al., 2021) sowie in Anhang B: ef.Ruhr Stromnetzmodell. Eine Übersicht der zugrundeliegenden Parameter und Annahmen wird begleitend zu diesem Gutachten zum Download bereitgestellt.

Aktuelle Studien zeigen, dass eine Steuerung von Ladevorgängen und dessen planerische Berücksichtigung ein hohes Potenzial zur Reduzierung der erforderlichen Netzausbauinvestitionen besitzt (Agora, 2019; ef.Ruhr et al., 2021). Im Rahmen dieser Studie wird angenommen, dass die entsprechenden technischen, rechtlichen und regulatorischen Voraussetzungen (beispielsweise die Ausgestaltung von §14a im *Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)* und eine entsprechende Anbindung an IKT der Ladepunkte) in den betrachteten Stützjahren gegeben sind und somit eine planerische Berücksichtigung des gesteuerten Ladens möglich ist.

Ermittlung des Netzausbaubedarfes in der Hochspannungsebene

Basis für die Abschätzung des Netzausbaubedarfes in der Hochspannungsebene (HS-Ebene) sind die Mantelzahlen des betrachteten Szenarios sowie die im Rahmen der dena-Verteilnetzstudie (dena, 2012) durchgeführten Untersuchungen von realen HS-Netzen in Deutschland. Die Netzbewertung der HS-Netze zeigt dabei, dass erforderliche Netzerweiterungsmaßnahmen insbesondere durch den Zubau von erneuerbaren Energien (EE) hervorgerufen werden und hier zumindest im Durchschnitt ein linearer Zusammenhang unterstellt werden kann. Dieser Zusammenhang wird für die Abschätzung des Netzausbaus im Rahmen der Studie genutzt. Folglich wird unterstellt, dass erforderliche Netzausbaumaßnahmen durch den netzauslegungsrelevanten Rückspeisefall ausgelöst werden und dies auch auf den Zeithorizont bis zum Jahr 2045 übertragen werden kann. Dieser Ansatz bildet eine konservative Abschätzung des erforderlichen Netzausbaus ab. Eine ausführliche Diskussion der Randbedingungen für den gewählten Ansatz zur Einordnung des erforderlichen Netzausbaus in der HS-Ebene findet sich in Kapitel 3.5.2. Die Berücksichtigung der Spitzenkappung als anerkannter Planungsgrundsatz und die damit einhergehende Reduktion der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen erfolgt ebenfalls auf Basis der Untersuchungen in der dena-Verteilnetzstudie (dena, 2012).

1.3.6 Rahmendaten

Übergeordnete Rahmenparameter						
Allgemeines	Einheit	2018	2030	2040	2045	2050
BIP-Wachstum	% p.a.	1,1%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%
Bevölkerung	Millionen	83,7	83,3	82,1	81,2	80,2
Verkehr						
Personenverkehr	Mrd. Pkm	1.399	1.425	1.462	1.482	1.503
Güterverkehr	Mrd. tkm	735	820	870	898	926
Brennstoffpreise						
Öl	EUR/MWh	37,3	45,8	55,1	60,6	66,0
Steinkohle	EUR/MWh	10,1	10,3	10,4	10,2	10,0
Gas	EUR/MWh	23,2	17,9	24,2	23,7	23,1
Wechselkurs						
US-Dollar	USD/EUR	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12
Exogene Emissionspfade						
Sektor Landwirtschaft	Mt CO ₂ e	70	58	46	41	37
Sektor Abfall, Sonstige	Mt CO ₂ e	10	5	3	1	1

Abbildung 12: Übergeordnete Rahmenparameter

Weitere Rahmenparameter werden im Parameterset zur Studie separat zum Download gestellt. Für Quellenangaben wird auf das Parameterset verwiesen.

1.4 Betrachtungsgrenzen

Aufgrund der hohen Komplexität einer Transformation der deutschen Volkswirtschaft zur Klimaneutralität, werden bei der Modellierung des KN100-Szenarios und der Pfadausprägungen verschiedene Vereinfachungen in der Betrachtung und Modellierung vorgenommen. Diese Betrachtungsgrenzen sind bei der Interpretation der Studienergebnisse zu berücksichtigen. Da die genannten Vereinfachungen typischerweise auch Teil vergleichbarer Szenarienrechnungen sind, zeigen diese Punkte gleichzeitig weiteres Forschungspotential für eine Bewertung der Transformation zur Klimaneutralität auf.

Keine makroökonomische Analyse

Die vorliegende Untersuchung ist eine Partialanalyse des deutschen Energiemarktes unter Berücksichtigung von Wechselwirkungen mit dem EU-Energiemarkt. Eine makroökonomische Analyse findet nicht statt. Daher können keine Aussagen zu den gesamtwirtschaftlichen Effekten (z. B. Wirtschaftswachstum, Arbeitsplätze, Zinsniveau) des Szenarios getroffen werden. Insbesondere kann nicht bewertet werden, wie der aus dem Szenario resultierende Einsatz der makroökonomischen Inputfaktoren Kapital und Arbeit auf andere Wirtschaftssektoren rückwirkt. Dies betrifft beispielsweise den erforderlichen Einsatz von Handwerkern im Gebäudesektor oder das für Investitionen in Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erforderliche Kapital. Damit kann auch keine Aussage über die Rückwirkung der Klimaschutzmaßnahmen auf die Kosten der Inputfaktoren gemacht werden.

Aufgrund der genannten Partialbetrachtung sowie der Fokussierung auf Deutschland und Europa sind auch die Rückwirkungen des Szenarios auf die künftige Attraktivität von Deutschland als Industriestandort im globalen Kontext nicht Gegenstand dieser Untersuchungen. Eine Aussage über die Rückwirkung auf Verlagerungen von Industriestandorten ist nicht möglich. Vereinfachend wird in der Modellierung davon ausgegangen, dass ein funktionierender Carbon-Leakage Schutz in Deutschland und der EU mögliche Wettbewerbsnachteile für die deutsche Industrie abwendet.

Keine Analyse der globalen Treibhausgasemissionen

Die Bilanzierung der Treibhausgasemissionen erfolgt innerhalb der betrachteten europäischen Länder.⁹ Es wird keine vollständige Bilanz der globalen Energieverbräuche und Treibhausgasemissionen erstellt. Damit werden insbesondere Emissionen, die bei der Produktion von aus dem außereuropäischen Ausland importierten Gütern anfallen, nicht im Bilanzrahmen erfasst. Beispiele sind in diesem Kontext der Import von Photovoltaik-Modulen oder Batterien nach Europa sowie die Emissionen, die bei der Förderung und beim Transport von fossilen Energieträgern anfallen. Da keine globale Emissionsbilanz erstellt wird, können auch keine Aussagen über die

⁹ Die Bilanzierung in Europa erfolgt nach dem Quellprinzip mit den in Kapitel 1.3.1 beschriebenen selektiven Ausnahmen.

Konsistenz der implizit außerhalb des Bilanzrahmens verursachten Emissionen mit Klimaschutzmaßnahmen außerhalb von Europa getroffen werden.

Keine Berechnung kostenoptimaler Szenarien

Da die Investitionsentscheidungen für Technologien in den Endenergieverbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr exogen modelliert werden und nicht Teil der Optimierung sind, kann das Szenario KN100 nicht in Hinblick auf eine Kostenoptimalität des Gesamtsystems bewertet werden. Die Bereitstellung der Energiebedarfe, u. a. Kraftwerkseinsatz und Investitionen im Stromsystem sowie die Bereitstellung von Wasserstoff, ist jedoch kostenoptimal. Auch wenn die Szenarien nicht vollständig kostenoptimal sind, können ausgewählte Investitionen in den Sektoren sowie Energiebereitstellungskosten basierend auf den Modellergebnissen ausgewertet werden.

Keine betriebs- bzw. einzelwirtschaftliche Bewertung

Die in dieser Studie gerechneten Szenarien erfolgen aus volkswirtschaftlicher Perspektive. D. h. es erfolgt eine Minimierung der Systemkosten der Energiebereitstellung. Im Unterschied zur betriebswirtschaftlichen Perspektive eines einzelnen Akteurs werden keine Steuern, Subventionen, Umlagen und andere staatliche Eingriffe in der Optimierung berücksichtigt. Das reale Investitionskalkül einzelner Marktteilnehmer muss folglich nicht notwendigerweise mit den Ergebnissen des Energiesystemmodells übereinstimmen.

Keine Analyse von Verteilungseffekten und Sozialverträglichkeit

Da die Analysen in dieser Studie nicht aus einzelwirtschaftlicher Perspektive berechnet sind, werden keine Aussagen zur Sozialverträglichkeit der unterschiedlichen Szenarien getroffen. Da die Transformation des Energiesystems vielfach in private Lebensbereiche (z. B. Wohnen oder Verkehr) reicht, werden sich unterschiedliche Kostenbelastungen und -entlastungen für unterschiedliche Personengruppen ergeben. Diese Fragen sind insbesondere hinsichtlich der Akzeptanz des Transformationsprozesses entscheidend.

Keine Analyse der erforderlichen Mittel zum Erreichen technologischen Fortschritts

Für diese Untersuchung wird für diverse Technologien ein substanzieller technologischer Fortschritt bis 2050 angenommen, der insbesondere zu verbesserten Effizienzen und sinkenden Investitionskosten führt. Beispielsweise werden entsprechende Lernkurven für erneuerbare Energien, für Technologien der Power-to-X (PtX) Wertschöpfungsketten, für Heizungen oder Fahrzeuge angenommen. Da diese Entwicklungen jedoch exogene Annahmen der Modellierung sind, können keine Aussagen über die tatsächlich erforderlichen Mittel (z. B. Forschungsmittel, Arbeitszeit, etc.), welche für die Realisierung des unterstellten technologischen Fortschritts notwendig sind, getroffen werden.

2 Hauptszenario Klimaneutralität 100

2.1 Verkehrssektor

Im Verkehrssektor sind die Emissionen seit 1990 kaum gesunken. So lagen die Emissionen mit 164 Mt CO_{2e} im Jahr 2018 nur geringfügig unter dem Stand von 1990 mit 165 Mt CO_{2e}. Bis zum Jahr 2000 stiegen die Emissionen zwischenzeitlich sogar auf etwa 183 Mt CO_{2e} mit einem jährlichen Anstieg von rund 2 Mt/a. Dabei unterliegen die Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor starken konjunkturellen Schwankungen. Während der Wirtschaftskrise sanken die Emissionen bspw. im Jahr 2009 auf ca. 154 Mt CO_{2e}, um dann mit der konjunkturellen Erholung wieder anzusteigen. Insgesamt gingen damit die Emissionen zwischen 2001 und 2018 nur um durchschnittlich 1 Mt CO_{2e} zurück.

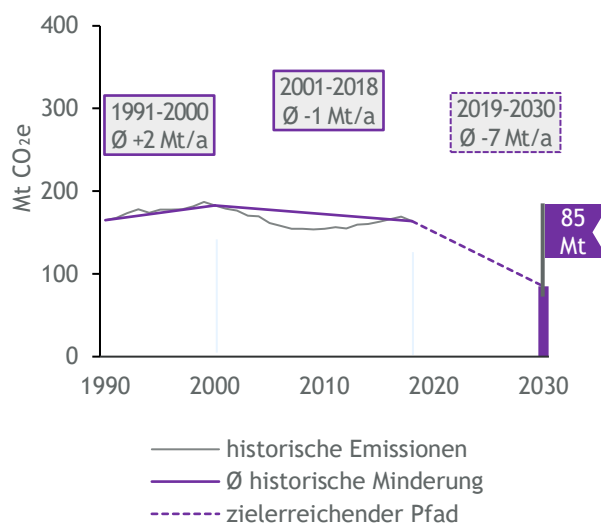


Abbildung 13: Historische Treibhausgasemissionen und das sektorale Klimaziel 2030 im Verkehr

Das aktuelle Klimaschutzgesetz 2021 sieht vor, die Emissionen bis 2030 kontinuierlich auf 85 Mt CO_{2e} zu reduzieren und diese somit gegenüber 2018 nahezu zu halbieren. Dies entspricht einem Rückgang von ca. 7 Mt CO_{2e} jährlich. Bis zum Jahr 2045 soll der Verkehrssektor dann klimaneutral sein. Auf dem Weg dorthin wurde das Ziel von 150 Mt CO_{2e} für das Jahr 2020 durch einen Corona-bedingten signifikanten Rückgang des Verkehrsvolumens erreicht. Für das Jahr 2021 deutet sich jedoch ein Anstieg der verkehrsbedingten Emissionen und eine Verfehlung der Vorgaben des Klimaschutzgesetzes an.



Abbildung 14: Übersicht der Verkehrsträger

Um die Emissionen im Verkehrssektor abzubilden, werden neun Verkehrsträger differenziert, die in den motorisierten Individual- und Straßengüterverkehr sowie die sonstigen Verkehrsträger unterschieden werden. 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). Für diese Verkehrsträger wird der Fahrzeugpark explizit abgebildet und eine Investitionsrechnung durchgeführt. Die sonstigen Verkehrsträger umfassen den Schienen-, Binnenschiff- und Luftverkehr sowie den Öffentlichen Straßenpersonenverkehr (ÖSPV) und die Mikromobilität. Eine Investitionsrechnung wird für diese Verkehrsträger nicht durchgeführt.

Die notwendige Reduktion der Emissionen kann im Verkehrssektor über das Zusammenspiel **technologischer und transformatorischer Ansätze** gelingen. Technologische Ansätze betreffen beispielsweise die Weiterentwicklung von Technologien (z. B. Effizienzsteigerungen) und oder die Marktdurchdringung neuer Technologien (z. B. Elektromobilität oder flüssige synthetische Kraftstoffe). Transformatorische Ansätze betreffen u. a. die Änderung von Mobilitätsverhalten. Die diskutierten Ansatzmöglichkeiten sind in Abbildung 15 dargestellt.

Im Kontext technischer Ansatzmöglichkeiten kann beispielsweise der **Antriebswechsel** von konventionellen Motoren zu Elektromotoren den Endenergieverbrauch und die Emissionen senken. Im Verkehrssektor wird die Elektromobilität in den nächsten Jahren ein starker Treiber sein.

Eine Alternative ist die **Wasserstoffmobilität**. Hierbei wird Wasserstoff in einer Brennstoffzelle in Strom umgewandelt, mit dem dann ein Elektromotor angetrieben wird. Hinsichtlich der Fahrzeugtechnologie sind weitere Entwicklungen notwendig, sodass die Wasserstoffmobilität erst ab 2030 und vornehmlich im Schwerlastverkehr eine größere Rolle einnimmt.



Abbildung 15: Technologische und transformatorische Ansätze im Verkehrssektor

Zusätzlich kann auch der Einsatz **klimaneutraler Kraftstoffe** zur Erreichung des sektoralen Klimaziels beitragen. Hierzu zählen Kraftstoffe auf biogener Basis sowie in der mittleren und langen Frist auch synthetisch hergestellte flüssige Kraftstoffe wie Kerosin, Diesel oder Benzin.

Darüber hinaus zählt die Steigerung der **Kraftstoffeffizienz** bei bestehenden Antriebstechnologien wie Benzin- und Dieselmotoren zu den technologischen Ansätzen. Dies gilt ebenso für die Erhöhung des elektrischen Fahranteils von Plug-in-hybriden Fahrzeugen.

Der Kraftstoffverbrauch kann jedoch auch durch transformatorische Ansätze reduziert werden. Dies wäre der Fall, wenn beispielsweise die Fahrzeuge im Durchschnitt kleiner werden und damit geringere Verbräuche aufweisen. In der Vergangenheit wurden die Effizienzgewinne bei den Antriebssträngen durch den Trend zu immer größeren, leistungstärkeren und besser ausgestatteten Fahrzeugen teilweise kompensiert (UBA, 2021b).

Ein weiterer zentraler transformatorischer Ansatz ist die **Verlagerung** auf weniger emissionsintensive Verkehrsträger. So können z. B. Inlandsflüge und PKW-Verkehr auf der Langstrecke in Teilen auf die Schiene verlegt werden, wodurch Treibhausgasemissionen eingespart werden können.

Zudem kann das **Verkehrsvolumen** ein wesentlicher Parameter der sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr optimiert werden kann. Die aus der Jahresnachfrage nach Personen- bzw. Güterbeförderung resultierenden Fahrzeugkilometer werden direkt durch die jeweilige Fahrzeugauslastung beeinflusst. Im Personenverkehr spiegelt diese vornehmlich der durchschnittliche Besetzungsgrad in Personen je Fahrzeug wider. Im Güterverkehr entspricht diese der durchschnittlichen Fahrzeugbeladung in Tonnen je Fahrzeug.

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

2.1.1 Entwicklung im Personenverkehr

In den letzten 40 Jahre haben das Wirtschaftswachstum, das zu einer hohen Beschäftigung und damit zu einer Zunahme des Berufsverkehrs geführt hat, sowie das Bevölkerungswachstum und die geringen Kosten von Mobilität in einem starken Anstieg der **Verkehrsleistung** im Personenverkehr resultiert. Seit 1991 ist die Jahresnachfrage kontinuierlich gestiegen (UBA, 2021a).

Der demografischen Wandel mit dem steigenden Durchschnittsalter der Bevölkerung könnte jedoch in der Zukunft zu einer Stagnation des Anstiegs des Mobilitätsbedarfs beitragen. Denn mit zunehmendem Alter und dem Ausscheiden aus dem Berufsleben sinkt die Mobilitätsnachfrage deutlich, auch wenn diese in der älteren Bevölkerung in der Vergangenheit zugenommen hat.

Zudem wird angenommen, dass sich das Mobilitätsverhalten ändert. So werden zukünftig beispielsweise Homeoffice-Regelungen eine größere Rolle spielen und Arbeitswege teilweise

entfallen. Hinzu kommt ein Wachstum im Onlinehandel, sodass sich bspw. auch Einkaufswege reduzieren könnten.

Diese Entwicklungen führen zu der Annahme, dass im Personenverkehr für den Betrachtungszeitraum bis 2050 die Jahresnachfrage, vor allem getrieben durch die internationale Luftfahrt, nur noch leicht steigt (siehe Abbildung 16). Die Anteile der unterschiedlichen Verkehrsträger am Personenverkehr ändern sich jedoch im Zeitverlauf deutlich. Im rein nationalen Verkehr bleibt die Jahresnachfrage dabei etwa konstant.

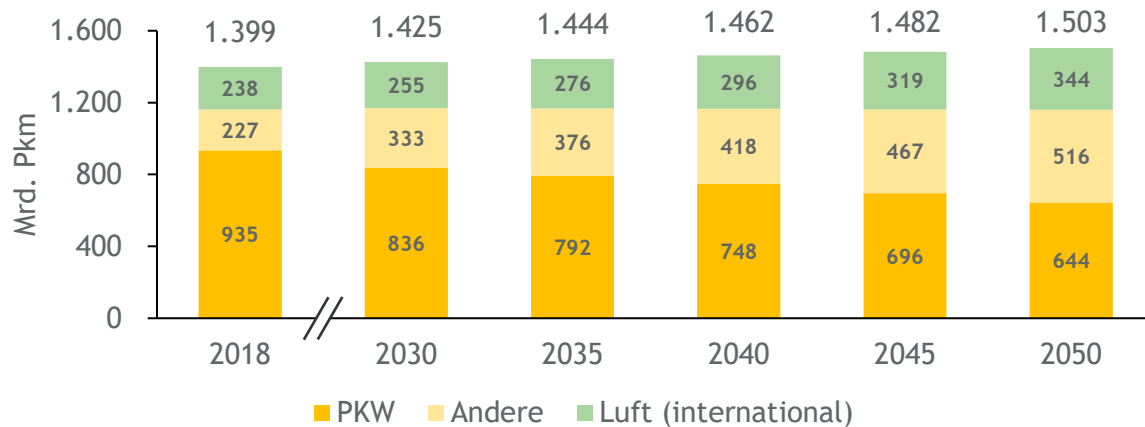


Abbildung 16: Jahresnachfrage im Personenverkehr

Ein zentraler Treiber 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 PKW-Verkehrs auf der Langstrecke auf die Schiene angenommen. Die konkreten Entwicklungen der Jahresnachfrage zeigt Abbildung 16.

Infobox 1: Schienenpakt (Masterplan Schienenverkehr)

Im Koalitionsvertrag der 24. Bundesregierung ist der Schienenpakt mit dem Ziel vorgesehen, bis 2030 die Zahl der Fahrgäste ggü. 2018 zu verdoppeln und 25 % des Güterverkehrs über die Schiene abzuwickeln. Der Masterplan Schienenverkehr (BMVI, 2020) dient der Konkretisierung der Ziele und der Schaffung der Voraussetzungen für die Zielerreichung. Er wurde in einer zweijährigen Arbeitsphase in sechs Fachgruppen bzw. Handlungsfeldern erarbeitet und im Juni 2020 veröffentlicht. Ein zentraler Bestandteil des Masterplans ist die Einführung des sog. Deutschlandtaktes, der einen Ausbau der Bundesschienenwege vorsieht, die Anschlüsse im Personenverkehr optimieren und die Kapazitäten im Güterverkehr erhöhen soll.

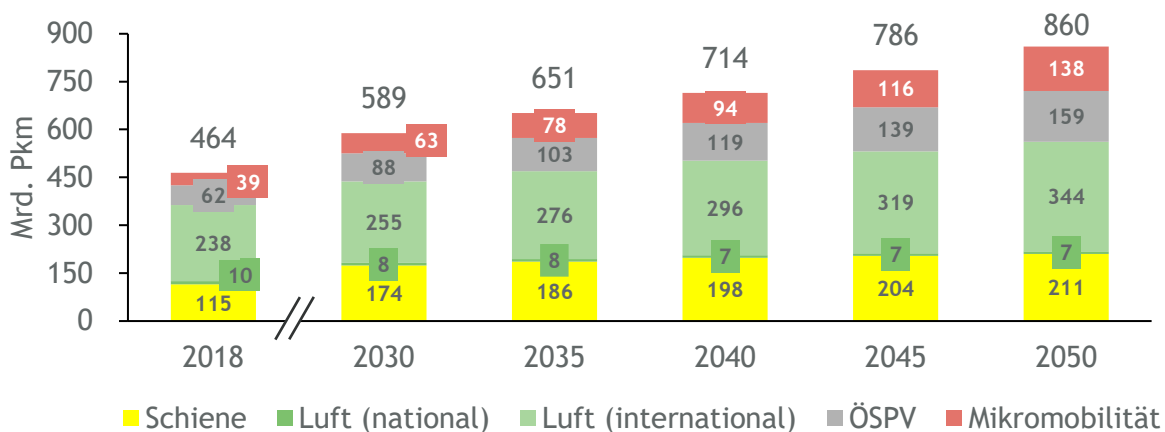


Abbildung 17: Jahresnachfrage nach Verkehrsträger (ohne PKW) im Personenverkehr

Im Luftverkehr werden der nationale und der internationale Luftverkehr unterschieden. Im nationalen Luftverkehr wird davon ausgegangen, dass die innerdeutschen Flüge, insbesondere durch den Ausbau des Fernverkehrs auf der Schiene, zurückgehen. Im internationalen Luftverkehr ist die Annahme, dass die Nachfrage in Zukunft weiterhin moderat ansteigt. Darüber hinaus wird eine zunehmende Verlagerung des innerstädtischen PKW-Verkehrs auf den ÖSPV unterstellt.¹⁰ Weiterhin wird in den exogenen Transformationspfaden von einem kontinuierlich wachsenden Anteil der Mikromobilität ausgegangen. Mikromobilität substituiert vor allem Teile des PKW-Verkehrs auf der Kurzstrecke. Hierbei wird ein jährliches Wachstum von 4 % unterstellt (Esser & Kurte, 2020). In der Summe reduziert sich der Anteil des PKW-Verkehrs im nationalen Verkehr von 2018 bis 2045 von ca. 80 % auf rund 55 %.

Infobox 2: Mikromobilität

Für den Begriff der Mikromobilität finden sich in der Literatur unterschiedliche Definitionen. Gemein haben diese, dass sie auf Mobilität mit Kleinstfahrzeugen abstellen. Manche Quellen beschränken die Definition darüber hinaus zusätzlich auf einspurige Fahrzeuge oder auf Fahrzeuge mit Elektroantrieb. Im Rahmen dieser Studie zählen etwa (Lasten-)Fahrräder, aber auch E-Scooter und (Elektro-)Roller zur Mikromobilität. Dabei werden mit Eigen-, Elektro- und Benzinantrieb drei Antriebsarten unterschieden. Das wichtigste Fahrzeug der Mikromobilität ist dabei das Fahrrad. Unabhängig von der genauen Definition kann Mikromobilität insbesondere in urbanen Gebieten sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr auf der „Letzten Meile“ eine Ergänzung und Alternative zu größeren (zweispurigen) Fahrzeugen wie PKW oder Lieferwagen sein.

Zuletzt ist die Verkehrsleistung der Mikromobilität stark gestiegen. Im Güterverkehr steigt durch den Einsatz auf kurzen Strecken und geringe Zuladekapazitäten bei Kleinstfahrzeugen die Transportleistung bezogen auf die Tonnage im Vergleich zum Straßenverkehr jedoch langsam. Dennoch

¹⁰ Der ÖSPV umfasst hierbei nur den öffentlichen Nahverkehr auf der Straße. Straßenbahnen werden im Schienenverkehr bilanziert.

kann Mikromobilität dazu beitragen, die zuletzt stark gestiegene Nachfrage im Lieferverkehr und den damit verbundenen Druck auf die (städtische) Infrastruktur (z. B. Staus und hohe Verkehrsleistung) abzufedern. Dies gilt ebenso für den Personenverkehr, dessen Verkehrsleistung in deutschen Metropolen und Großstädten stark gestiegen ist (Nobis et al., 2019).

Die Zuträglichkeit der Mikromobilität zum Gelingen der Verkehrswende hängt stark davon ab, welchen Verkehrsträger sie substituiert. So mindert beispielsweise die Substitution des ÖSPV oder von Fußwegen, wie es aktuell zu beobachten ist, den Beitrag der Mikromobilität zur Reduktion der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor. Um zur Verkehrswende beizutragen, muss die Mikromobilität stattdessen emissionsintensivere Individualverkehre ersetzen. Damit die Mikromobilität ihre emissionsenkende Wirkung entfalten kann, sind Investitionen in die Straßeninfrastruktur bspw. für Fahrradwege notwendig. Weitere Optionen sind die Umwidmung von Verkehrsraum zur Nutzung durch die Mikromobilität und die Verbesserung der Intermodalität durch die Verbesserung des öffentlichen Nahverkehrs. Die Intermodalität beschreibt die Kombination verschiedener Verkehrsträger. Je besser die verschiedenen Verkehrsträger dabei aufeinander abgestimmt sind, desto besser greifen unterschiedliche Mobilitätskonzepte ineinander. Weitere Ausführungen zu notwendigen Maßnahmen für einen Hochlauf der Mikromobilität finden sich im Gutachterbericht *Gesellschaftliche Implikationen einer klimaneutralen Entwicklung* des Querschnittmoduls Transformation (WI-Gutachterbericht, 2021).

Das geänderte Mobilitätsverhalten und die resultierende **Fahrzeugnutzung** zeigen sich im Personenverkehr zudem im angenommenen Anstieg der **Fahrzeugauslastung** in Abbildung 18. Diese steigt im Zeitverlauf von rund 1,49 Personen pro Fahrzeug bis zum Jahr 2030 auf 1,64 Personen pro Fahrzeug und bleibt dann auf diesem Niveau. Die angenommene Erhöhung der Fahrzeugauslastung kann beispielsweise dadurch erreicht werden, dass vermehrt Fahrgemeinschaften gebildet werden.

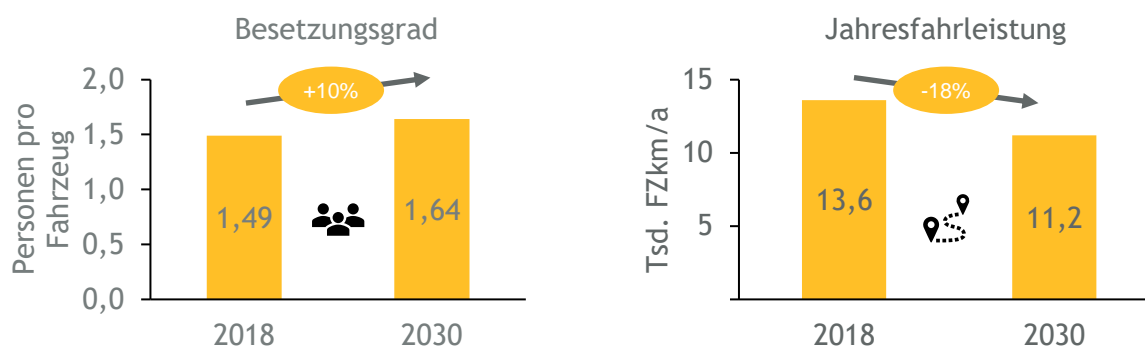


Abbildung 18: Besetzungsgrad und Jahresfahrleistung von PKW

Auch in Zukunft wird der Besitz eines eigenen PKWs von zentraler Bedeutung wird. Das geänderte Mobilitätsverhalten (u. a. höhere Fahrzeugauslastung, vermehrtes Homeoffice, Wachstum des Onlinehandels, stärkere Nutzung von ÖSPV und Bahn) führt dennoch zu einem Rückgang der durchschnittlich jährlich gefahrenen Fahrzeugkilometer (FZkm) im Zeitverlauf.

Zusätzlich zur Änderung des Mobilitätsverhaltens werden im PKW-Bereich auch die Antriebe im Zeitverlauf effizienter, wodurch der **spezifische Kraftstoffverbrauch** im Zeitverlauf sinkt. Begründet ist dies durch technologischen Fortschritt in der Motoren- bzw. Antriebstechnik. Bei den Plug-in-Hybrid-Antrieben kommt zudem hinzu, dass der elektrische Anteil am Fahren von ca. 40 % bis 2045 auf rund 70 % ansteigt. Dabei wird in den 2020er Jahren der stärkste Anstieg erwartet. Dies führt dazu, dass der Rückgang des spezifischen Kraftstoffverbrauchs bei den Plug-in-Hybrid-Fahrzeugen (PHEV) im Zeitverlauf am stärksten ist, wie Abbildung 19 zeigt.

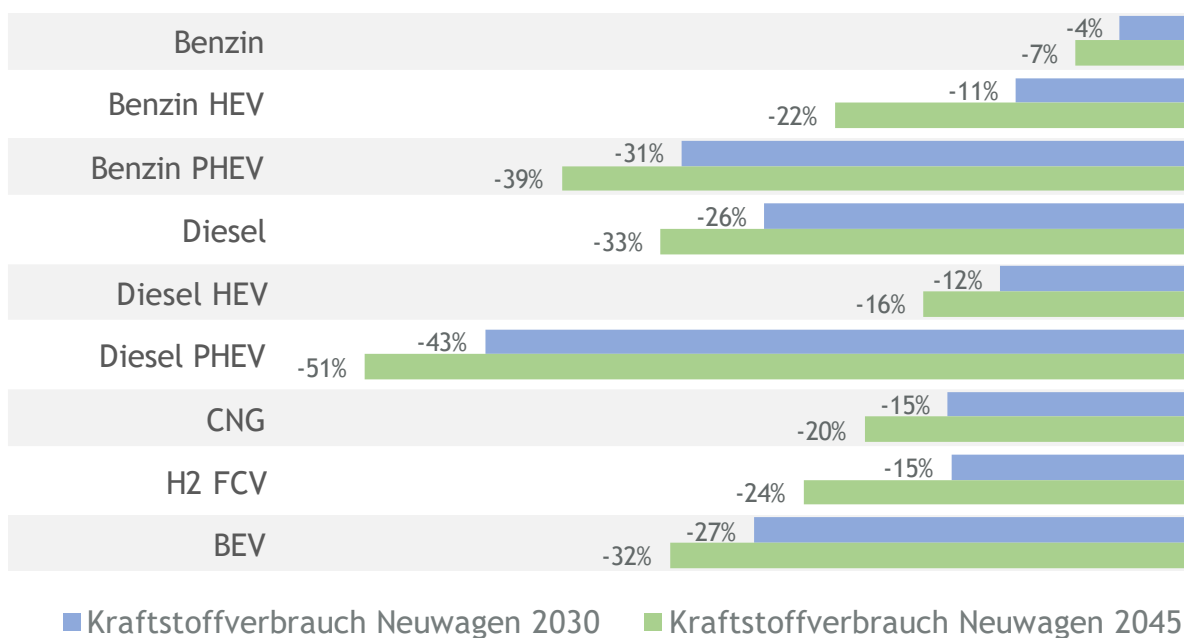


Abbildung 19: Entwicklung der Kraftstoffverbräuche von Neuwagen (PKW)

2.1.2 Entwicklung im Güterverkehr

Auch im Güterverkehr ist die **Jahresnachfrage** seit 1991 auf Grund des Wirtschaftswachstums deutlich gestiegen. Einzig im Zuge der Wirtschaftskrise im Jahr 2009 kam es dabei zu einem vorübergehenden leichten Einbruch der Jahresnachfrage.

Für die Zukunft wird im Güterverkehr angenommen, dass die Jahresnachfrage bis 2045 gegenüber 2018 um 22 % von rund 729 auf 893 Milliarden Tonnenkilometer (Mrd. tkm) weiter steigt (siehe Abbildung 20). Hierbei kommt es zu einem Anstieg der Verkehrsleistung aller Verkehrsträger im Güterverkehr. Der Anstieg ist primär auf das angenommene Wirtschaftswachstum und einen Anstieg des Zulieferverkehrs durch eine Zunahme des Onlinehandels zurückzuführen.

Auch im Güterverkehr wird die Erfüllung der Ziele des **Schienepaktes** unterstellt. Er sieht bis 2030 vor, dass die Schiene im Güterverkehr einen Marktanteil von 25 % erreicht. Im Jahre 2018 waren dies noch ca. 19 % (DLR & DIW, 2020).

Die **Mikromobilität** stellt eine Alternative zum Zulieferverkehr auf der „Letzten Meile“ bzw. im urbanen Lieferverkehr dar. Beispielsweise Lastenräder sind ein mögliches Substitut für die leichten Nutzfahrzeuge, die hauptsächlich in diesem Bereich eingesetzt werden. Auf Grund der geringen Ladekapazität bleibt die Beförderungsleistung (zurückgelegte Tonnenkilometer) im Vergleich zum Straßengüterverkehr jedoch gering. Die Beförderungsleistung steigt von 0,2 Mrd. tkm auf 0,58 Mrd. tkm im Jahr 2045.

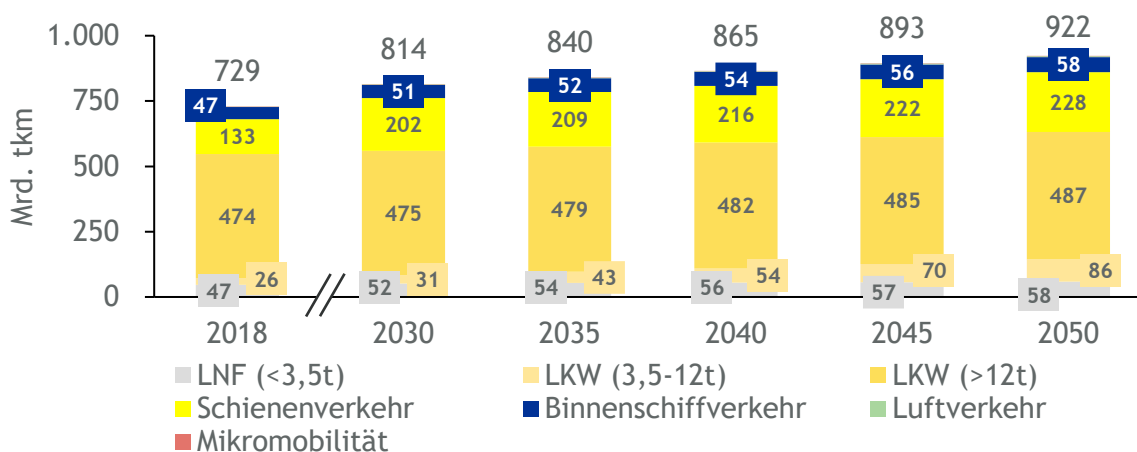


Abbildung 20: Jahresnachfrage nach Verkehrsträger im Güterverkehr

Auch im Güterverkehr nehmen die Kraftstoffeffizienz und die Fahrzeugauslastung im Zeitverlauf zu. Die jeweiligen detaillierten Entwicklungen werden im Parameterset dargestellt.

2.1.3 Entwicklung der Fahrzeugbestände

Bei den **PKW** dominieren gegenwärtig diesel- und benzinbetriebene Fahrzeuge den Bestand. In Zukunft ist jedoch die Batterieelektrische Mobilität 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 sein werden. Davon sind 9 Mio. Fahrzeuge rein elektrische Fahrzeuge (BEV) und 5 Mio. Plug-in-Hybrid-Fahrzeuge (PHEV), wie Abbildung 21 zeigt.

Für die **Neuzulassungen** bis 2030 bedeutet dies, dass der Anteil an reinen Elektrofahrzeugen über einen Wert von 32 % im Jahr 2025 auf rund 77 % im Jahr 2030 steigt. Der Marktanteil von Plug-in-Hybriden erreicht 2025 mit rund 24 % seinen Höhepunkt und sinkt dann sukzessive. Im Jahr 2030 liegt ihr Marktanteil noch bei rund 15 %. Die Neuzulassungszahlen sind u. a. durch die Kostendegression bei den Fahrzeugbatterien bedingt, durch die Elektrofahrzeuge immer wettbewerbsfähiger mit konventionellen Fahrzeugen werden. Zudem liegt der strategische Fokus der

Hersteller, getrieben durch politische Weichenstellungen, mittlerweile auf batterieelektrischen PKW.

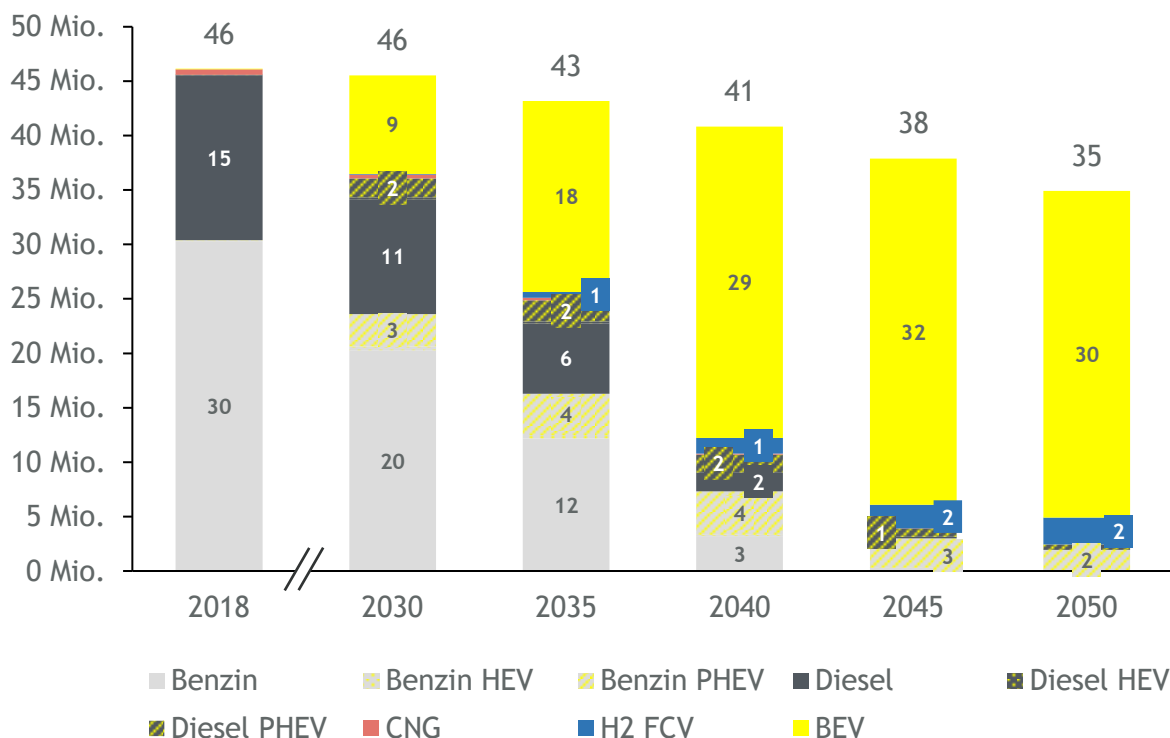


Abbildung 21: Entwicklung des PKW-Bestandes

Die strategische Festlegung ist auch ein Grund dafür, dass Brennstoffzellenfahrzeuge (H2 FCV) erst ab 2030 in geringem Maße Eingang in das Fahrzeugportfolio finden. Hinzu kommt der Entwicklungsbedarf bei den Fahrzeugmodellen.

Konventionelle Diesel- und Benzinantriebe bleiben auch bis 2045, hauptsächlich in Form von Plug-in Hybriden, noch im Fahrzeugportfolio enthalten. Dies liegt an der angenommenen Lebensdauer von durchschnittlich 16,5 Jahren und der daraus resultierenden sukzessiven Flottenwäzung. 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.

Auch in Zukunft hat der Besitz eines eigenen PKW zentrale Bedeutung. Insgesamt sinken jedoch in der langen Frist die Fahrzeugzahlen im PKW-Bereich. Zentrale Treiber hierfür sind die unterstellten Änderungen des Mobilitätsverhaltens in Form einer höheren Auslastung der Fahrzeuge und die Verkehrsverlagerung auf den ÖSPV bzw. den Schienenverkehr.¹¹

Auf Grund der steigenden Nachfrage im Lieferverkehr wächst die Anzahl der **leichten Nutzfahrzeuge** (LNF) im Zeitverlauf an. Dabei ist die Elektromobilität auch bei diesem

¹¹ In der Realität ist ein Anstieg der Fahrzeugzahlen in der kurzen Frist zu beobachten, der auch durch das Modell erfasst wird. Die Annahme ist, dass sich dieser Trend in der zweiten Hälfte der 20er-Jahre umkehren wird, sodass die Fahrzeugzahl im Jahr 2030 in etwa auf demselben Stand wie 2018 sein wird.

Verkehrsträger der stärkste Treiber. Im (städtischen) Lieferverkehr werden tägliche Verkehrsleistungen erreicht, die in der Regel durch batterieelektrische Fahrzeuge zu decken ist. Auf der Langstrecke stellen zudem PHEV und perspektivisch auch Wasserstofffahrzeuge eine Alternative dar. Sie machen am Bestand der LNF einen Anteil von ca. 15 % aus und ergänzen die Elektromobilität vornehmlich auf der Langstrecke.

Für die Neuzulassungen bedeuten die angenommenen Entwicklungen, dass bis 2025 reine Elektrofahrzeuge einen Marktanteil von rund 35 % haben. Bis 2030 steigt dieser dann auf 54 %. Auf Grund der längeren Fahrdistanzen spielen Verbrennungsantriebe länger eine größere Rolle als bei den privaten PKW. Für Dieselantriebe wird im Jahr 2030 noch ein Marktanteil von rund 23 % angenommen, während Plug-in-Hybride mit ca. 14 % ihren Höhepunkt erreichen.

Für die LNF wird auf Grund ihrer höheren Fahrleistung mit rund 10 Jahren eine kürzere Lebensdauer als bei den privaten PKW unterstellt.

Bei den **LKW im Straßengüterverkehr** spielt neben batterieelektrischen Antrieben 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 t) eingesetzt werden. Wasserstoffantriebe haben gegenüber batterieelektrischen Antrieben Gewichts- und Reichweitenvorteile. Dies hat direkte Auswirkungen auf die Nutzlast der Fahrzeuge.

Im Straßengüterverkehr ändert sich die Rolle von konventionellen Antrieben kurz- und mittelfristig nur geringfügig. Dieselantriebe spielen weiterhin eine zentrale Rolle. Erst in der langen Frist durchdringen alternative Antriebe in größerem Maße den Fahrzeugpark. Hierbei werden Dieselantriebe zunächst durch Erdgas- (CNG) bzw. Flüssigerdgas-Antriebe (LNG) ergänzt, die dann wiederum im Zeitverlauf durch (flüssige) Wasserstoff-Antriebe substituiert werden (siehe Abbildung 22).

Wasserstoff kann auf weiten Fahrdistanzen schnell nachgetankt werden. Batterien hingegen haben entweder lange Ladedauern beim normalen Laden oder eine verkürzte Lebensdauer durch Schnellladevorgänge. Zudem ist die Energiedichte von Batterien im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen gering, sodass sie für große Fahrzeuge auch groß an Volumen und Gewicht sein müssen. Dies begrenzt die Ladekapazität der Fahrzeuge, die auf eine möglichst große Nutzlast optimiert werden. Wasserstoff gewinnt erst ab 2030 an Bedeutung. Gründe sind der Entwicklungsbedarf hinsichtlich der benötigten Tankstelleninfrastruktur und der Fahrzeugtechnologien.

Der Anstieg in den Fahrzeugzahlen ist zum Teil darauf zurückzuführen, dass durch den Ausbau der Schiene insbesondere im Zubringerverkehr die Jahresnachfrage steigt. Dies betrifft vor allem die LKW von 3,5 bis 12 Tonnen, deren Transportleistung steigt. Weitere Faktoren sind das Wirtschaftswachstum und der zunehmende Versandhandel.

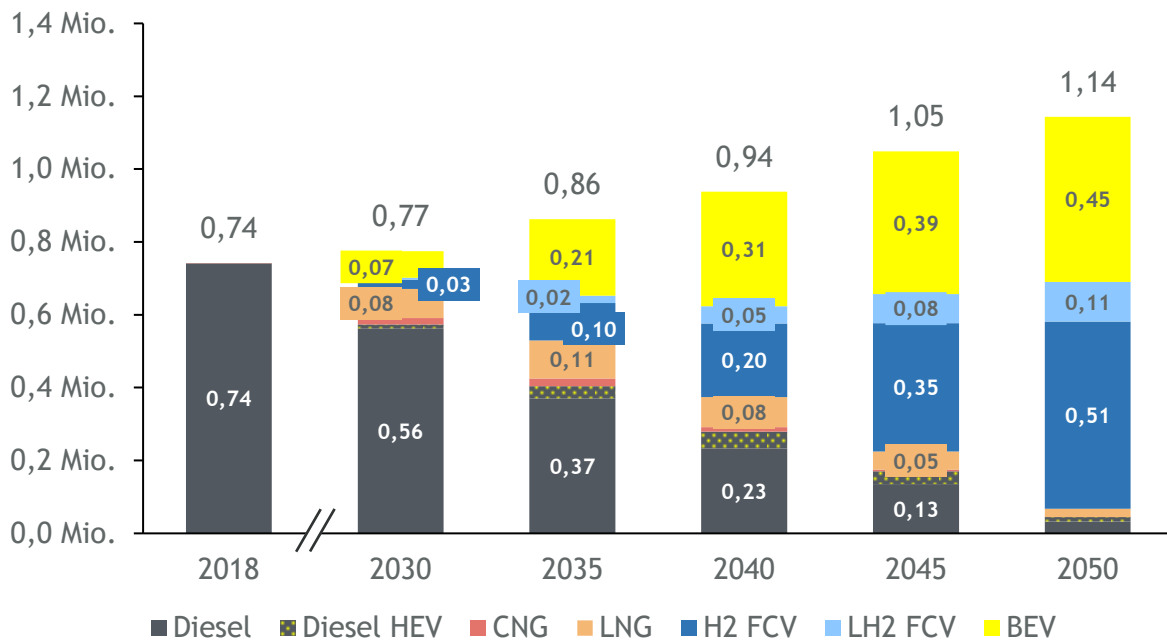


Abbildung 22: Entwicklung des LKW-Bestandes

Der **Schienerverkehr** wird sowohl im Güter- als auch im Personenverkehr weiter elektrifiziert. Auf schwer zu elektrifizierenden Strecken kommen ab 2025 zudem auch Brennstoffzellenzüge aus Wasserstoffbasis zum Einsatz. Bis Jahr 2045 steigt der Anteil elektrischer Züge im Personen- und Güterverkehr auf mehr als 93 %. Etwa 6 % entfallen auf Brennstoffzellen und rund 1 % auf Dieselantriebe.

Im **Luftverkehr** bleibt Kerosin auch langfristig der wichtigste Kraftstoff. Erst ab 2030 werden erste mit Wasserstoff betriebene Flugzeuge in der Personenluftfahrt eingesetzt. Für den Luftgüterverkehr, wo zumeist ausgemusterte Linienflugzeuge eingesetzt werden, wird angenommen, dass mit Wasserstoff betriebene Flugzeuge erst nach dem Betrachtungszeitraum eingesetzt werden.

In der **Binnenschifffahrt** wird der Schiffsdiesel im Zeitverlauf zunehmend durch LNG ersetzt. Bis 2045 steigt der Anteil von LNG auf 35 %. Hinzu kommt ein Anteil von 8 % Wasserstoff. Diesel bleibt mit 57 % der Energieträger mit dem größten Marktanteil. Die Seeschifffahrt wird nicht in dieser Studie betrachtet.

Der Antriebsmix im **ÖSPV** ist maßgeblich durch die *Clean Vehicle Directive* beeinflusst. Diese sieht eine Quote für die Beschaffung „sauberer“ Busse vor. Dies führt dazu, dass der Anteil von Diesel im Zeitverlauf von 98 % auf rund 15 % sinkt. Die Anteile alternative Antriebe steigen bis 2045 für batterieelektrische Fahrzeuge auf 60 % und für Brennstoffzellenfahrzeuge auf 25 %.

Bei der **Mikromobilität** ist der Eigenantrieb (z. B. Fahrrad) der dominante Antrieb. Bis 2045 macht er 85 % des Antriebsmix aus. Benzinantriebe werden bis 2030 sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr durch Stromantriebe substituiert. Dies betrifft vor allem die benzinbetriebenen Motorroller. Bis 2045 erreichen Stromantriebe (z. B. auch Elektrofahrräder oder E-Scooter) dann 15 % am gesamten Antriebsmix in der Mikromobilität.

2.1.4 Endenergieverbrauch im Verkehrssektor

Der **Endenergieverbrauch im Verkehrssektor** (siehe Abbildung 23) 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. Dadurch sinkt der Verbrauch von Diesel und Benzin im Zeitverlauf deutlich, während der Stromverbrauch steigt.

Die Elektrifizierung in Form von Elektro- und Wasserstoffmobilität zeichnet sich in der Tank-to-Wheel-Betrachtung (TTW) durch eine höhere Endenergieeffizienz im Vergleich zu konventionellen Motoren aus. So benötigt ein Elektroauto heute nur rund 22 kWh pro 100 Kilometer, während ein vergleichbares Auto mit konventionellem Antrieb ca. 40-60 kWh pro 100 Kilometer benötigt.¹²

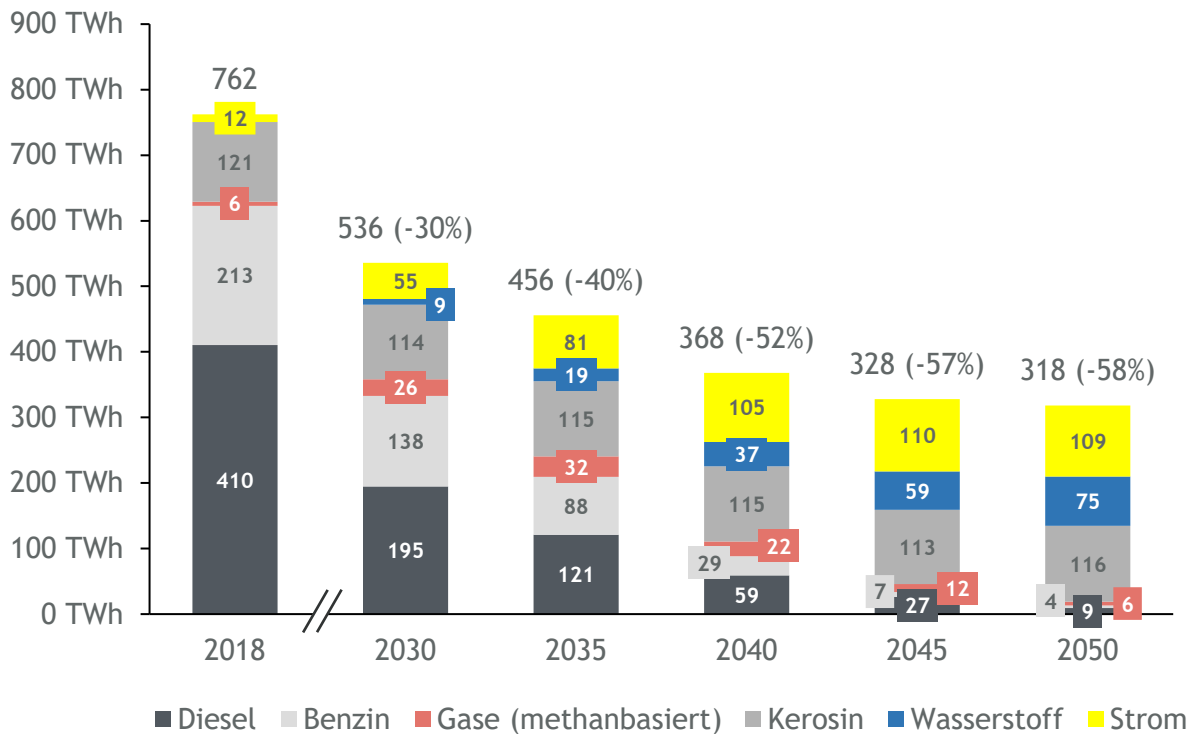


Abbildung 23: Endenergieverbrauch im Verkehrssektor nach Energieträgern

Bis zum Jahr 2030 sinkt der Endenergieverbrauch durch die Elektrifizierung um ca. 30 % von 762 TWh auf ca. 536 TWh. Der Stromverbrauch steigt in diesem Zeitraum von 12 TWh auf 55 TWh. Zudem werden im Jahr 2030 bereits 9 TWh Wasserstoff verbraucht.

Bis zum Jahr 2045 sinkt der Endenergieverbrauch dann um insgesamt 58 % gegenüber dem Jahr 2018 auf etwa 328 TWh. Dabei verneunfacht sich der Stromverbrauch in diesem Zeitraum in etwa auf ca. 109 TWh. Ebenso steigt der Verbrauch an Wasserstoff im Verkehrssektor weiter auf rund 59 TWh an. Der Bedarf an Benzin und Diesel sinkt hingegen kontinuierlich von insgesamt rund

¹² Der Wirkungsgrad von Elektromotoren liegt bei ca. 64 %, für Verbrennungsmotoren bei rund 20 % (BMU, 2020)

623 TWh im Jahr 2018 auf ca. 13 TWh. Weniger stark als diese ölbasierten Kraftstoffe sinkt der Verbrauch an Kerosin im Zeitverlauf.

Wasserstoffbedarf nach Verkehrsträger

Wasserstoff wird in fast allen Verkehrsträgern zumindest in kleinen Mengen eingesetzt. Dabei steigt der Wasserstoffbedarf vor allem nach 2030 deutlich an, wie Abbildung 24 zeigt. Der größte Treiber sind hierbei die schweren LKW, auf die mehr als die Hälfte des Wasserstoffverbrauchs entfällt.

Bei den LNF und den PKW dominiert die batterieelektrische Mobilität und Wasserstoff wird vornehmlich auf der Langstrecke eine wichtige Ergänzung. Diese Entwicklung ist wie oben erläutert primär auf die sinkenden Technologiekosten, auf politische Weichenstellungen sowie auf die strategische Ausrichtung der Fahrzeughersteller zurückzuführen.

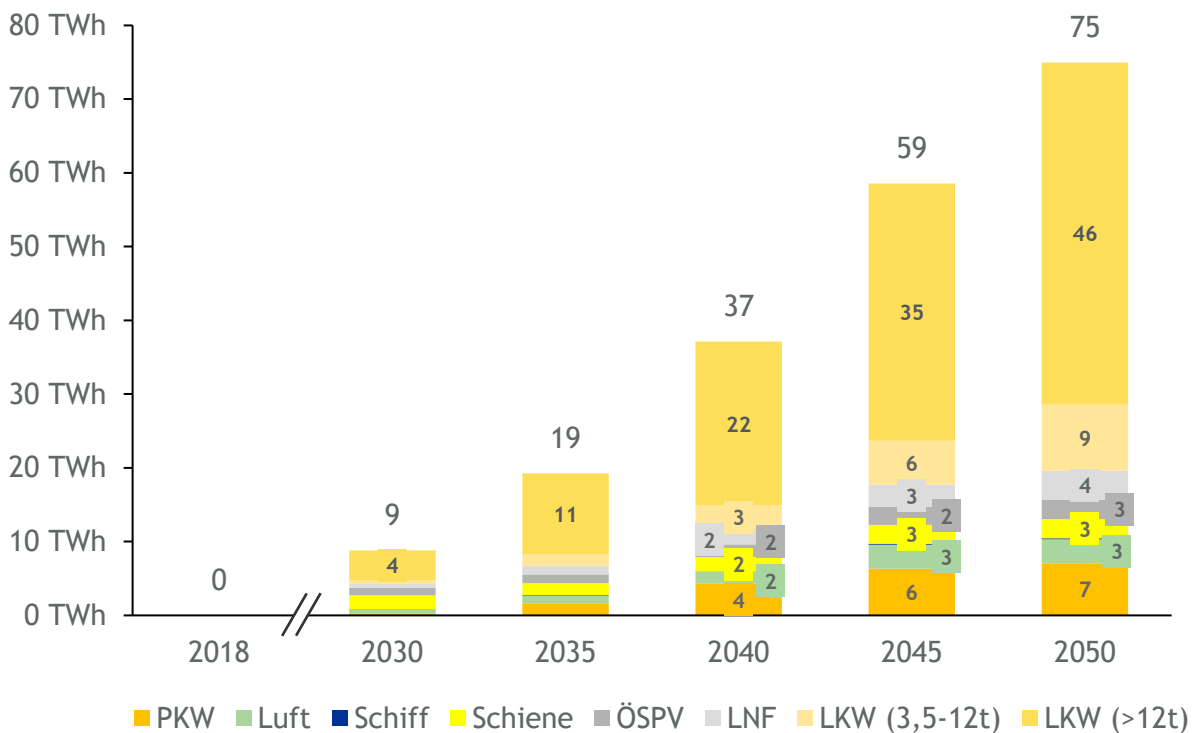


Abbildung 24: Wasserstoffbedarf nach Verkehrsträgern

Im Verkehrssektor wird Wasserstoff annahmegemäß vor allem dort zum Einsatz kommen, wo Batterieelektromobilität an ihre Grenzen stößt. Grundsätzlich gilt, je größer bzw. schwerer der Verkehrsträger und je länger die Fahrtstrecken, desto größer ist der Anteil von Brennstoffzellen im Vergleich zu batterieelektrischen Antrieben.

Wasserstoff spielt im Betrachtungszeitraum bei Verkehrsträgern wie dem Luft-, dem Schienen- oder dem Binnenschiffverkehr eine eher geringe Rolle. So ist die Schiene bereits zu großen Teilen durch Oberleitungen elektrifiziert, sodass Wasserstoff nur dort zum Einsatz kommt, wo Strecken nicht elektrifiziert werden können. In Bezug auf die Luftfahrt werden nicht vor den 2030er-Jahren erste Linienflugzeuge erwartet, sodass diese erst gegen Ende des Betrachtungszeitraums von 1 %

im Jahr 2030 auf rund 8 % im Jahr 2045 anwachsen und größere Marktanteile am Antriebsmix gewinnen. Dennoch bleibt der Endenergieverbrauch von Wasserstoffantrieben bei rund 3 TWh. Damit entfallen ca. 3 % des Endenergieverbrauchs der gesamten Luftfahrt auf Wasserstoff. In der Binnenschifffahrt sind lange Investitionszyklen der Grund für einen langsameren Markthochlauf.

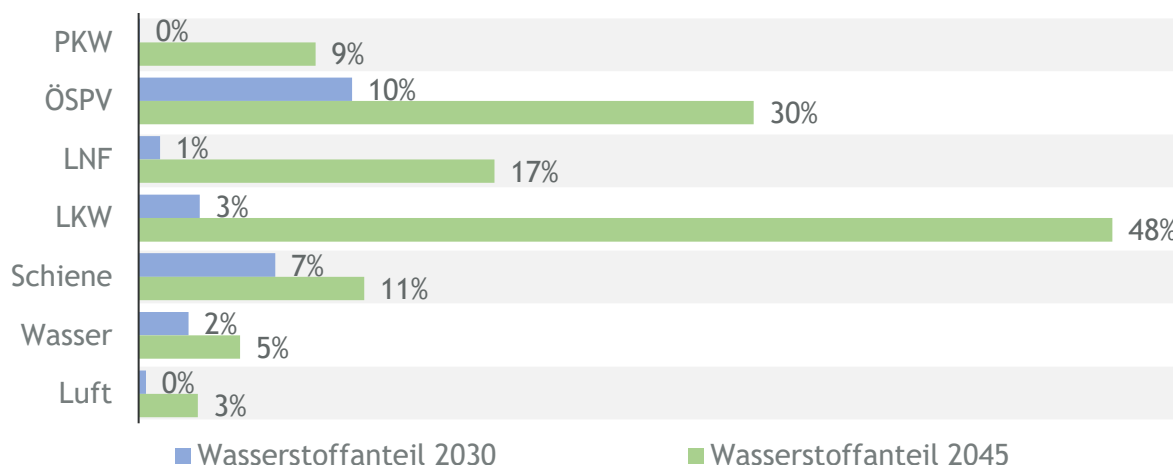


Abbildung 25: Wasserstoffanteil am Endenergieverbrauch nach Verkehrsträgern

Bezogen auf die Endenergieverbräuche der verschiedenen Verkehrsträger zeigt sich in Abbildung 25, dass in der kurzen Frist Wasserstoff am stärksten im öffentlichen Nahverkehr (10 %) und auf der Schiene (7 %) eingesetzt wird. In allen anderen Verkehrsträgern spielt Wasserstoff bis zum Jahr 2030 jedoch nur eine untergeordnete Rolle. Bis zum Jahr 2045 steigt der Wasserstoffanteil am Endenergieverbrauch aller Verkehrsträger deutlich an. Den größten Anteil hat Wasserstoff hierbei mit rund 48 % des Endenergieverbrauchs bei den LKW. Im öffentlichen Nahverkehr steigt der Anteil bis 2045 auf rund 30 %. Im PKW-Bereich wird im Jahr 2045 rund 9 % des Endenergieverbrauchs durch Wasserstoff gedeckt. Bei den leichten Nutzfahrzeugen ist der Anteil mit ca. 17 % etwas höher. Dies liegt an den etwas größeren Fahrdistanzen der LNFs, für die eher Wasserstoffantriebe als vollelektrische Antriebe eingesetzt werden.

Endenergieverbrauch nach Verkehrsträger

Der Rückgang des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor ist im Wesentlichen auf den unterstellten deutlichen Rückgang im PKW-Bereich zurückzuführen (siehe Abbildung 26). Zentrale Treiber sind die Verkehrsverlagerung auf die Schiene, den ÖSPV oder die Mikromobilität. Weitere Faktoren sind die steigende Marktdurchdringung von elektrischen Antrieben und die angenommene Zunahme der Antriebseffizienz bei allen betrachteten Technologien.

Im Straßengüterverkehr fällt die Reduktion des Endenergieverbrauchs durch Verkehrsverlagerung und elektrische Antriebe sowie durch das Nachfragewachstum geringer aus. Dennoch halbiert sich auch hier der Endenergieverbrauchs bis 2045 in etwa.

Langfristig bleibt der Endenergiebedarf in der Luftfahrt in etwa konstant. Dies ist durch den angenommenen Anstieg der Nachfrage im internationalen Luftverkehr bei gleichzeitiger Effizienzsteigerung bedingt. Dabei geht der Endenergieverbrauch bzw. die resultierenden Emissionen aus

der internationalen Luftfahrt gemäß Klimaschutzgesetz 2021 nicht in die deutsche Emissionsbilanz ein.

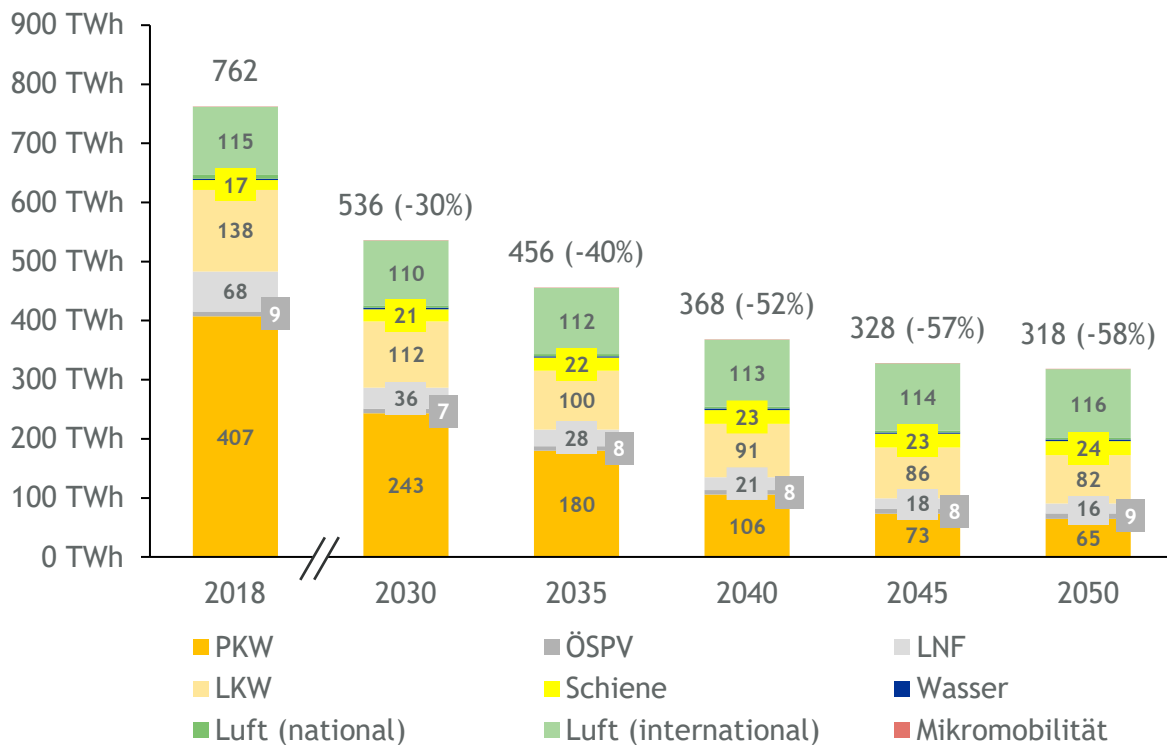


Abbildung 26: Endenergieverbrauch des Verkehrssektors nach Verkehrsträgern

Entwicklung der Kraftstoffzusammensetzung

Neben dem allgemeinen Rückgang des Endenergieverbrauchs ändert sich auch die **Zusammensetzung der öl- bzw. gasbasierten Kraftstoffe**. Der Verbrauch wird in Abbildung 27 für die Jahre 2030 und 2045 nach biogenen, synthetischen und fossilen Anteilen aufgeschlüsselt. Die Zusammensetzung basiert auf den Modellierungsergebnissen im Energiesektor und verändert sich im Zeitverlauf (siehe Kapitel 2.4.7). Von den 446 TWh flüssigen Kraftstoffen im Jahr 2030 sind noch rund 414 TWh fossil. Hinzu kommen ca. 28 TWh an biogenen und 4 TWh flüssige synthetische Kraftstoffe. Im Jahr 2045 dominieren synthetische Kraftstoffe dann bei den verbleibenden rund 147 TWh flüssigen Kraftstoffen mit einem Anteil von 138 TWh. Dabei entfällt mit rund 108 TWh der Großteil auf die Luftfahrt. Der Anteil biogener Kraftstoffe sinkt auf 9 TWh. Fossile Kraftstoffe werden nicht mehr eingesetzt.

Die ausgewiesenen Mengen an flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen beziehen sich auf den nationalen Verkehr sowie die internationale Luftfahrt. In der Diskussion ist zudem der Einsatz in der internationalen Schifffahrt. Da diese nicht Teil der Modellierung sind kommen hier ggf. noch zusätzliche Bedarfe an synthetischen Powerfuels hinzu. Gleiches gilt für Baumaschinen und landwirtschaftliche Nutzfahrzeuge, die nicht im Transportsektor bilanziert werden.

Darüber hinaus hängt der Bedarf an Powerfuels maßgeblich vom Hochlauf der Elektromobilität und von der Geschwindigkeit der Verkehrsverlagerung ab. Je langsamer Elektrofahrzeuge in Markt kommen und je langsamer die Verkehrsverlagerung stattfindet, desto mehr Powerfuels werden benötigt, um die Klimaziele zu erreichen (siehe Infobox 3).

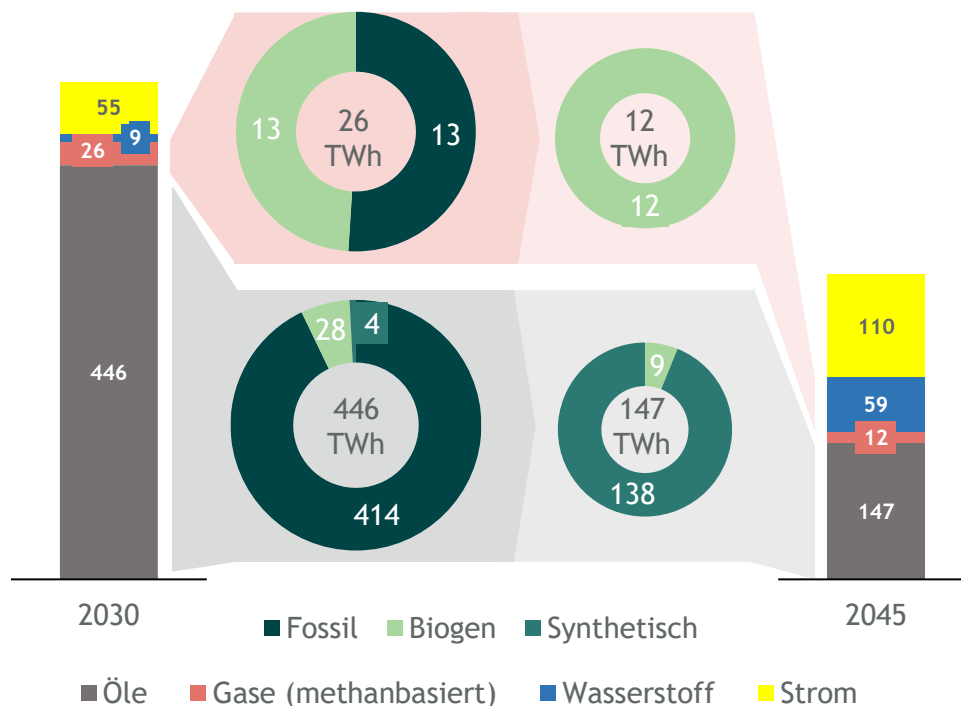


Abbildung 27: Zusammensetzung flüssiger und gasförmiger Kraftstoffe im Verkehrssektor

Infobox 3: Regulatorischer Rahmen: RED II, Treibhausgasquote und PtL-Roadmap

Die Treibhausminderungsquote ist eine gesetzliche Quotenregelung im Rahmen des *Bundesimmissionschutzgesetzes*, welche auf die sukzessive Reduktion von Treibhausgasemissionen aus Kraftstoffen abzielt und damit insbesondere den Verkehrssektor betrifft. Sie wurde zunächst als energetische Biokraftstoffquote im Jahr 2007 verabschiedet und ist bindend für Unternehmen, die mehr als 5.000 Liter fossilen Diesel- oder Ottokraftstoff pro Jahr in Verkehr bringen (Generalzolldirektion, 2021).

Die Quotenregelung gibt neben einem prozentualen Reduktionspfad für Treibhausgasemissionen auch eine Mindestmenge an biogenen Kraftstoffen zweiter Generation und Obergrenzen für biogene Kraftstoffe erster Generation vor. Zusätzlich sind verschiedene Hebel für die Anrechenbarkeit alternativer Kraftstoffe wie Grünstrom oder Powerfuels vorgesehen. In Umlauf gebrachte Strommengen können mit dem Faktor 3 auf die Reduktionsquote angerechnet werden. Für Wasserstoff und PtX-Kraftstoffe sowie für Biokraftstoffe zweiter Generation beträgt die Anrechenbarkeit Faktor 2. Dies setzt Anreize für Unternehmen, alternative Kraftstoffe abzusetzen. Die Vorgaben der Treibhausgasquote gehen als Orientierungspunkt in die Modellierung des Energiesektors ein. Dabei wird jedoch nicht auf die Hebel für die Anrechnung, sondern

auf die energetischen Mindestquotenvorgaben abgestellt. Beispielsweise gibt die Treibhausgasquote für PtL-Kerosin oder fortschrittliche Biokraftstoffe prozentuale Mindestquoten vor. Für PtL-Kerosin liegt diese für das Jahr 2030 bei 2 %.

Mithilfe der Quotenregelung sollen die Vorgaben der seitens der EU verabschiedeten *Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II)* für den Verkehrssektor in deutsches Recht überführt werden. Die *RED II* zielt darauf, den Beitrag der erneuerbaren Energien zur Deckung des Endenergieverbrauchs in den Verbrauchssektoren bis zum Jahr 2030 zu erhöhen. Dabei werden sowohl die Strom-, die Wärme- und die Mobilitätsbereitstellung adressiert. Ein besonderer Fokus liegt auf dem Einsatz von Biomasse. Für den Verkehrssektor sieht die *RED II* vor, dass bis zum Jahr 2030 ca. 14 % des Endenergieverbrauchs durch erneuerbare Energien gedeckt wird. Zudem dürfen nach 2030 keine Biokraftstoffe der 1. Generation, bei deren Herstellung Futtermittelpflanzen genutzt werden, mehr eingesetzt werden.

Die *PtL-Roadmap. Nachhaltige strombasierte Kraftstoffe für den Luftverkehr in Deutschland*. (BMU et al., 2021) aus dem Jahr 2021 manifestiert die Zielvorgaben hinsichtlich des Einsatzes synthetischer Kraftstoffe im Luftverkehr bis zum Jahr 2030. Sie avisiert bis dahin eine Menge von mindestens 200.000 t PtL-Kerosin für in Deutschland getanktes Kerosin. Dies entspricht in etwa 2 % des Kerosinverbrauchs des Jahres 2019. Maßnahmen zur Erreichung der Zielvorgaben sind die Schaffung eines regulatorischen Rahmens sowie die Fixierung von Ein- und Absatzmenge an PtL-Kerosin und technologieoffene Förderung. Hinzu kommt eine Abnahmeverpflichtung für Luftverkehrsunternehmen.

2.1.5 Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor

Die Umsetzung der diskutierten technologischen und transformatorischen Ansätze zur Emissionsreduktion resultiert in einem sukzessiven Rückgang der **Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor**. Bis 2030 halbieren sich diese gemäß den Anforderungen des Klimaschutzgesetzes 2021 etwa von 165 auf 85 Mt CO₂e. Den größten Einfluss haben dabei die verkehrsträgerübergreifende Elektrifizierung der Antriebsstränge und die Verkehrsverlagerung auf weniger emissionsintensive Verkehrsträger wie den ÖSPV oder den Schienenverkehr.

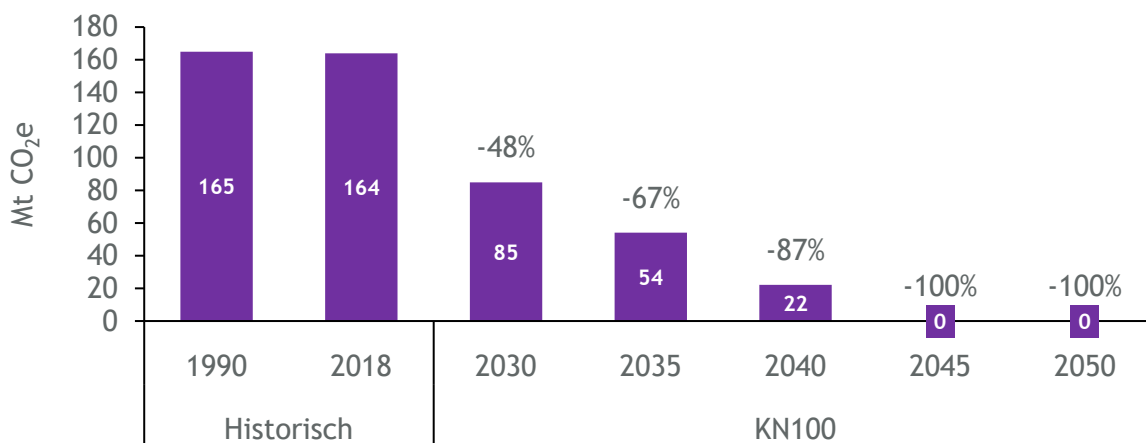


Abbildung 28: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor

In den nachfolgenden Jahren sinken die Treibhausgasemissionen stetig auf 22 Mt CO₂e im Jahr 2040. Hierbei sind der Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff und synthetischer flüssiger Kraftstoffe wichtige zusätzliche Treiber der Emissionsminderung.

Im Jahr 2045 erreicht der Verkehrssektor Klimaneutralität. Dabei nimmt die Geschwindigkeit der Emissionsminderung gegen Ende des Betrachtungszeitraums ab. Dies liegt beispielsweise daran, dass Treiber, die zuvor maßgeblich zur Emissionsminderung beigetragen haben, nur noch in geringerem Umfang beitragen können. So ersetzen Elektrofahrzeuge gegen Ende des Betrachtungszeitraums nicht mehr nur Fahrzeuge mit konventionellen Antrieben, sondern auch ältere Elektrofahrzeuge. Zudem verlangsamt sich die Verkehrsverlagerung, da Verlagerungspotentiale auf der Schiene (bspw. als Alternative zu Flugreisen) oder im innerstädtischen Raum schon zu großen Teilen erschlossen sind und das Heben zusätzlicher Potentiale mit wachsendem Aufwand verbunden ist.

2.1.6 Investitionen im Verkehrssektor

Die jährlichen Investitionen in PKW, LNF und LKW sinken im Zeitverlauf um rund ein Viertel von 80 auf 61 Mrd. EUR/a.¹³ Den insgesamt rückläufigen Investitionen für die betrachteten Verkehrsträger stehen jedoch u. a. Mehraufwände bei der Infrastruktur gegenüber. So erfordert zum Beispiel der Elektrofahrzeughochlauf den Ausbau von Ladeinfrastruktur und der Hochlauf der Wasserstoffmobilität die Errichtung zusätzlicher Tankstelleninfrastruktur. Darüber hinaus sind hohe Investitionen im öffentlichen Verkehr notwendig, damit die in dieser Studie angenommene Verkehrsverlagerung realisierbar ist.

Im Verkehrssektor werden für die PKW, die LNF sowie die LKW die Investitionen über die spezifischen Technologiekosten und die jeweiligen Fahrzeugneuzulassungen hergeleitet. Zusätzlich werden die jährlichen Investitionen in die Ladeinfrastruktur über den erwarteten Bestand an Elektrofahrzeugen bestimmt.

Die Entwicklung der jährlichen Investitionen in die Fahrzeugparks im Zeitverlauf wird in Abbildung 29 dargestellt. Bei den PKW sinken die jährlichen Investitionen im Zeitverlauf um rund ein Drittel von 66 auf ca. 41 Mrd. EUR/a. Der Rückgang der Investitionen ist dadurch bedingt, dass die Fahrzeugzahlen auf Grund des geänderten Mobilitätsverhaltens rückläufig sind. Ein weiterer Faktor sind die

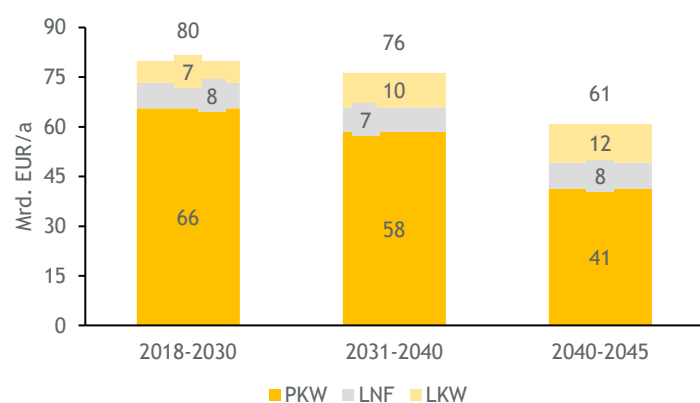


Abbildung 29: Jährliche durchschnittliche Investitionen für PKW, leichte Nutzfahrzeuge und LKW

¹³ Alle Kostenangaben beziehen sich auf reale Werte (Basisjahr 2018).

angenommenen Kostendegressionen bei den verschiedenen Technologien. Besonders deutlich bemerkbar machen sich diese bei den Elektrofahrzeugen durch den technischen Fortschritt in der Batterieherstellung. Hier wird für Mitte der 2020er Jahre die Kostenparität mit konventionellen Fahrzeugen im Hinblick auf die Herstellungskosten angenommen. Eine Übersicht der zugrundeliegenden Annahmen zu Investitionskosten wird begleitend zu diesem Gutachten zum Download bereitgestellt.

Die durchschnittlichen Investitionen in die LNF bleiben im Zeitverlauf etwa konstant. Dies liegt daran, dass die leichte Zunahme des Fahrzeugbestands von rund 2,5 auf 2,7 Mio. Fahrzeuge weitgehend durch die Kostendegression bei den Fahrzeugen kompensiert wird.

Bei den LKW steigen die jährlichen Investitionen im Zeitverlauf um ca. 71 % an. Dies ist zum einen auf die Zunahme der Fahrzeugzahlen von 0,74 Mio. auf 1,14 Mio. Fahrzeuge zurückzuführen. Zum anderen weisen Fahrzeuge mit alternativen Antrieben, wie z. B. Wasserstoff, auf Grund des Entwicklungsbedarfs höhere Investitionskosten als konventionellen Technologien auf.

Infobox 4: Elektromobilität und Ladeinfrastruktur

Mit dem Markthochlauf der Elektromobilität wird der Aufbau von Ladeinfrastruktur sowohl im privaten als auch im öffentlichen Raum notwendig. Daraus ergeben sich eine Reihe von Herausforderungen und Chancen für das Gesamtsystem. Die Sektorenkopplung zwischen dem Verkehrs- und dem Energiesektor wird zur dreiseitigen Koordinationsaufgabe. Diese zu lösen ist wichtig für die Akzeptanz von Elektromobilität in der Bevölkerung. Durch den Hochlauf von Elektromobilität treffen individuelle Nutzungspräferenzen („Mobility-First“) und zusätzliche Stromnachfrage auf ein bestehendes Stromsystem mit einer zunehmend dargebotsabhängigen Stromerzeugung und einem Stromnetz, das technischen Restriktionen unterliegt. Für eine hohe Akzeptanz von Elektromobilität muss die Mobilitätsnachfrage jederzeit gewährleistet sein. Gleichzeitig darf jedoch nicht die Netzstabilität gefährdet werden, wenn es bspw. durch eine hohe Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen zu Netzengpässen kommt. Zudem trägt die Elektromobilität nur dann zur Reduktion der Treibhausgasemissionen des Transportsektors bei, wenn Strom aus erneuerbaren Energiequellen geladen wird.

Eine Lösung der Koordinationsaufgabe ist der Einsatz von Lademanagement, bspw. durch Preissignale in Form zeitvariabler Stromtarife. Für eine erfolgreiche Umsetzung ist dabei der Smart-Meter-Rollout notwendig. Der Zusammenschluss von Elektrofahrzeugen in virtuellen Kraftwerken bietet perspektivisch zudem die Möglichkeit, zusätzliche Einkünfte durch die Erbringung von Systemdienstleistungen zu erwirtschaften und Stromkosten zu reduzieren.

Neben der übergeordneten Integration der Elektromobilität in das Gesamtsystem bringen auch der Aufbau und der Betrieb der Ladeinfrastruktur Herausforderungen mit sich. So stellen sich bspw. Fragen nach der bedarfsgerechten Dimensionierung und Allokation von Ladesäulen, der kundenfreundlichen Ausgestaltung des Ladeangebots sowie einer wettbewerbsförderlichen Regulierung des Lademarktes.

Während für konventionelle Antriebe bereits eine weitreichende Tankinfrastruktur existiert, muss diese für die Elektromobilität noch in Form von Ladepunkten errichtet werden. Dabei werden öffentliche, halböffentliche und private Ladepunkte so wie unterschiedliche Ladegeschwindigkeiten unterschieden. Öffentliche Ladepunkte sind frei zugängliche Ladepunkte im öffentlichen Raum, bspw. an Parkplätzen am Straßenrand. Halböffentliche Ladepunkte werden zumeist von privaten Unternehmen an Ihren Standorten betrieben und ermöglichen zumeist der Kundschaft das Laden ihrer Fahrzeuge, zum Beispiel an Supermärkten. Private Ladepunkte sind bspw. Ladepunkte auf nicht öffentlichem Grund z. B. in der Garage von Einfamilienhäusern. Unterschiedliche Ladegeschwindigkeiten ergeben sich aus den Ladeleistungen der verschiedenen Ladepunkte. Grundsätzlich lassen sich dabei reguläres Laden über Wechselstrom (AC) mit Ladeleistungen von bis zu 43 kW und schnelles Laden mittels Gleichstroms (DC) mit Ladeleistungen jenseits der 43 kW bis 150 kW oder mehr unterscheiden. Die für den skizzierten Hochlauf der Elektromobilität notwendige Ladeinfrastruktur ergibt sich aus der Summe der öffentlichen, halböffentlichen und privaten Ladepunkte und der unterschiedlichen Ladegeschwindigkeiten.

Für die Abschätzung der notwendigen **Investitionen in die Ladeinfrastruktur** wird im Rahmen dieser Studie davon ausgegangen, dass hinsichtlich der öffentlichen Ladeinfrastruktur das

Verhältnis zwischen Ladepunkten und batterieelektrischen Fahrzeugen 1:16,5 ist. Des Weiteren ist die Annahme, dass 10 % der öffentlichen Ladepunkte Schnellladepunkte (150 kW DC) sind. Für die Ladesäulen zum normalen Laden wird eine Ladeleistung von 22 kW AC unterstellt. Im privaten Bereich wird angenommen, dass 85 % der Elektrofahrzeuge Zugang zu einem privaten Ladepunkt (11 kW AC) haben, während im gewerblichen Bereich das Verhältnis zwischen Ladepunkten und Elektrofahrzeugen 1:1 ist (11 kW AC) (siehe Kapitel 2.7.2). Bei der Interpretation der Ergebnisse gilt es zu beachten, dass das Verhältnis zwischen Ladepunkten, Ladegeschwindigkeiten und der Gesamtanzahl der Elektrofahrzeuge Gegenstand aktueller Forschung und somit mit Unsicherheit behaftet ist.

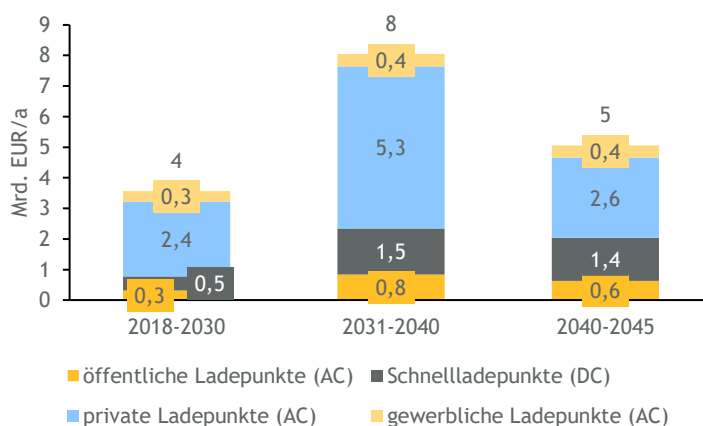


Abbildung 30: Jährliche durchschnittliche Investitionen für Ladeinfrastruktur

Basierend auf den getroffenen Annahmen ergeben sich bis 2030 notwendige Investitionen von rund 4 Mrd. EUR jährlich. In den 2030-er Jahren steigt der Investitionsbedarf auf ca. 8 Mrd. EUR jährlich (siehe Abbildung 30). Dies liegt an der starken Zunahme der Elektrofahrzeuge in diesem Zeitraum und an den Ersatzinvestitionen für Ladepunkte, die die maximale Lebensdauer erreicht haben. In den 2040er-Jahren, wenn sich der Zuwachs der Elektrofahrzeuge verlangsamt, sinkt der Investitionsbedarf auf 5 Mrd. EUR jährlich. Hierbei sind die jährlichen Investitionen maßgeblich

durch die Ersatzinvestitionen getrieben. Damit werden bis zum Jahr 2045 inkl. anfallender Ersatzinvestitionen rund 148 Mrd. EUR in die Ladeinfrastruktur investiert.

Die betrachteten Investitionen entsprechen nur einem Teilausschnitt der gesamten Investitionen, die für die Verwirklichung des skizzierten Pfades zur Klimaneutralität im Jahr 2045 notwendig sind. Den rückläufigen Investitionen für die betrachteten Verkehrsträger stehen, neben den betrachteten Mehraufwänden bei der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, weitere Kosten gegenüber. Beispielsweise macht die im Szenario KN100 angenommene Verkehrsverlagerung auf den ÖSPV sowie die Schiene zusätzliche Investitionen in die Erweiterung der bestehenden Infrastruktur notwendig. Diese zusätzlichen Kosten liegen jedoch außerhalb des Bilanzrahmens dieser Untersuchung und werden hier nicht ermittelt.

2.2 Industriesektor

Die Treibhausgasemissionen sind im Industriesektor zwischen 1990 und 2018 um 97 Mt CO₂e gefallen. Dieser Rückgang erfolgte maßgeblich in den Jahren zwischen 1991 und 2000 als insbesondere ineffiziente Anlagen in Ostdeutschland abgeschaltet oder modernisiert wurden. Zwischen den Jahren 2001 und 2018 verringerte sich die durchschnittliche Reduktion deutlich, da eingesparte Treibhausgasemissionen aus Effizienzsteigerungen durch Produktionssteigerungen fast vollständig ausgeglichen wurden.

Im Jahr 2018 lagen die Treibhausgasemissionen der Industrie bei 190 Mt CO₂e. Das Klimaschutzgesetz 2021 sieht vor, die Emissionen des Industriesektors bis zum Jahr 2030 auf 118 Mt CO₂e und somit gegenüber 2018 um mehr als ein Drittel zu reduzieren. Dies entspricht einer Treibhausgasreduktion von durchschnittlich ca. 8 Mt CO₂e/a. Bis 2045 soll Deutschland Klimaneutralität erreichen.

Im Jahr 2020 wurde das sektorale Klimaziel der Industrie insbesondere durch einen signifikanten Produktionsrückgang erreicht. Für das Jahr 2021 ist hingegen eine Verfehlung der Klimaziele bei einer entsprechenden Erholung der industriellen Produktion wahrscheinlich. 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.

Der Sektor Industrie ist durch eine heterogene Branchenstruktur gekennzeichnet. Abbildung 32 gibt einen Überblick über die betrachteten Industriebranchen und Produkte. In den Branchen Chemie, Eisen & Stahl sowie Steine & Erden werden die energie- und emissionsintensivsten Prozesse berücksichtigt. Auf Prozessebene werden zudem Glas & Keramik, Nichteisenmetalle und Papier untersucht.

Weitere Branchen wie beispielsweise Gummi- und Kunststoffwaren sowie Maschinenbau oder Fahrzeugbau werden unter Sonstige Industrie zusammengefasst. Für die industriellen Prozesse im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) wurde der Transformationspfad im Sektormodul Industrie definiert, dieser zählt gemäß den Vorgaben des Klimaschutzgesetzes 2021 bilanziell jedoch in den Gebäudesektor.

Die jeweiligen Herstellungsverfahren unterscheiden sich in ihrer Komplexität sowie in dem nötigen Aufwand zur Reduzierung von Emissionen. Im Kern lassen sich Emissionen durch Umstellung von Prozessen, einer Energieträgersubstitution innerhalb von Prozessen oder Energieeffizienzsteigerungen erreichen.

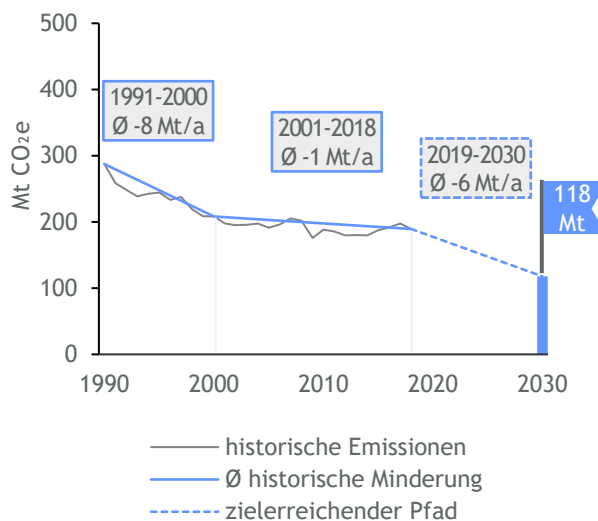


Abbildung 31: Historische Treibhausgasemissionen und das sektorale Klimaziel 2030 in der Industrie

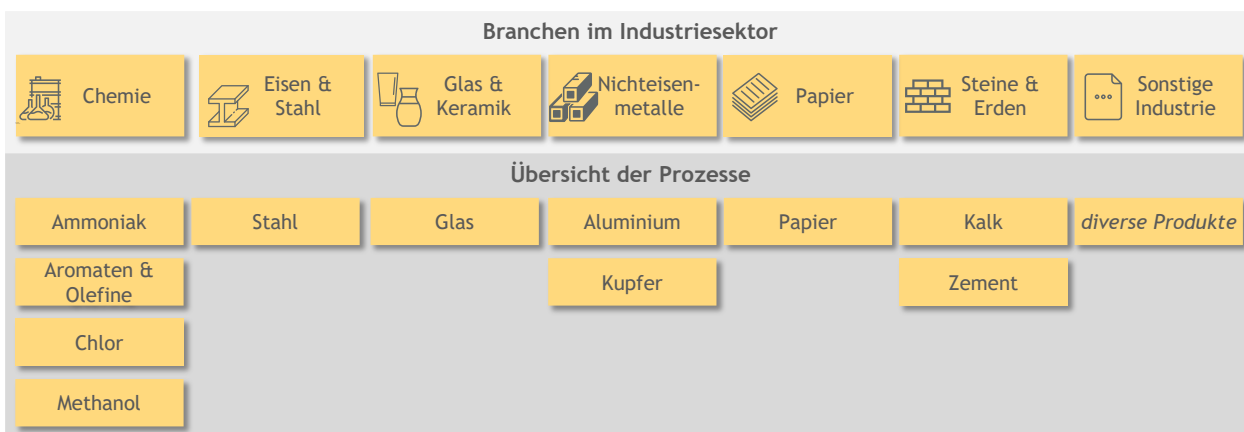


Abbildung 32: Übersicht der Industriebranchen und Prozesse

In der Stahlindustrie ist bspw. eine Umstellung der Prozesse notwendig. Eine nachhaltige Senkung der Emissionen ist in hier nur durch eine Umstellung des aktuellen Produktionsprozesses auf Basis der Hochofenroute erreichbar. Dabei wird ein schrittweiser Wechsel von der Hochofenroute hin zur Direktreduktionsroute mit Wasserstoff angenommen. In anderen Branchen, wie z. B. der Papierindustrie können Emissionen vollständig durch die Substitution fossiler Energieträger vermieden werden. Im Zeitverlauf werden im Bereich Niedrigtemperaturdampf beispielsweise gasbasierte durch strombasierte Technologien substituiert.

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

2.2.1 Entwicklung der Produktionstechnologien

Die Branchen Chemie, Eisen & Stahl, Steine & Erden und Sonstige Industrie machten im Jahr 2018 ca. 85 % des gesamten Endenergieverbrauchs aus. Zudem wurden in diesen Branchen fast 90 % der gesamten energetischen und prozessbedingten Treibhausgasemissionen emittiert. Veränderungen in diesen Branchen tragen daher maßgeblich zur Erreichung der im Klimaschutzgesetz verankerten

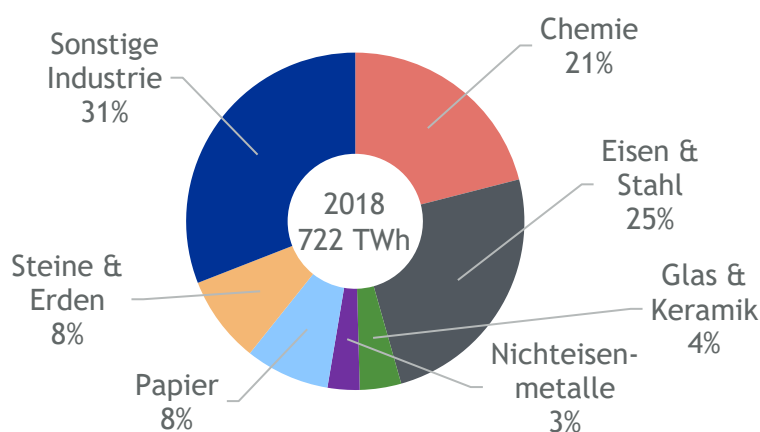


Abbildung 33: Anteile der Industriebranchen am Endenergieverbrauch 2018

Ziele bei und werden im Folgenden neben den weiteren Branchen Papier, Glas & Keramik und Nichteisenmetalle vorgestellt.

Die **chemische Industrie** machte im Jahr 2018 rund 21 % des Endenergieverbrauchs der Industrie aus. Sie setzt sich aus verschiedenartigen Produkten und einer Vielzahl an CO₂-Vermeidungsoptionen zusammen. Für die energieintensivsten Produkte der Grundstoffchemie¹⁴ wurden exogene Transformationspfade entwickelt, die einen möglichen Weg in eine klimaneutrale Zukunft aufzeigen. Im Szenario KN100 wurden die Herstellung von Ammoniak, Aromaten & Olefine, Chlor und Methanol auf Prozessebene betrachtet.

Für die chemische Industrie wird ein wachsender Einsatz von fester Biomasse als Brennstoff angenommen. Durch den Einsatz fester Biomasse, speziell im Bereich Prozesswärme, können fossile Energieträger substituiert werden und durch die Kombination mit Carbon Capture and Storage (CCS) oder Carbon Capture and Utilization (CCU) entsteht eine CO₂-Senke (siehe Kapitel 2.6.1).

- **Ammoniak** wird als Grundstoff für die Düngemittelproduktion (v. a. Harnstoff) verwendet und wird heute auf Basis von konventionellem Wasserstoff aus Erdgas-Dampfreformierung und dem Haber-Bosch-Verfahren erzeugt. Durch die Substitution des konventionellen Wasserstoffes durch grünen Wasserstoff können Treibhausgasemissionen reduziert werden. Im Jahr 2045 werden annahmegemäß 30 % des für die Ammoniakproduktion benötigten Wasserstoffs über am Standort integrierte Elektrolyseure¹⁵ und 70 % aus Wasserstofftransportnetzen bezogen.
- **Aromaten & Olefine** werden primär zur Herstellung von Kunststoffprodukten genutzt und aktuell größtenteils in Steamcrackern auf Basis von Naphtha (Rohbenzin) erzeugt (76 % in 2018). Zu geringen Teilen werden auch Öl (16 %) und Erdgas (8 %) in Steamcrackern eingesetzt. Für die Erzeugung von Aromaten & Olefinen existieren vielfältige technologische Optionen, wie z. B. die Verwendung von grünem (synthetischem oder biogenem) Naphtha inkl. einer Nachrüstung der Steamcracker mit CCS oder das Methanol-to-Olefins/-Aromatics-Verfahren (MTO/MTA)¹⁶. Im Szenario KN100 wird angenommen, dass bis 2045 60 % über MTO/MTA und 40 % über Steamcracker auf Basis grünen Naphthas erzeugt wird.
- **Chlor** dient u. a. der Herstellung von Kunststoffen (v. a. PVC), Lösungsmitteln und medizinischen Produkten. Die Chlorherstellung zählt zu den elektrochemischen Verfahren und verursacht keine direkten Treibhausgasemissionen. Es wird angenommen, dass das bereits verbreitete Membranverfahren - mit Anteilen von aktuell 71 % - bis 2045 einen Anteil von 100 % erreicht.
- **Methanol** wird primär als Ausgangsstoff für verschiedene Synthesen in der chemischen Industrie eingesetzt. Heute wird es über Methanolsynthese in Kombination mit

¹⁴ Zur Grundstoffchemie zählen Petro- & Basischemikalien. Sie kann weiter in organische (z. B. Ethylen und Methanol) und anorganische (z. B. Chlor und Ammoniak) Grundstoffe unterteilt werden (Achtelik et al., 2019).

¹⁵ Die Strombedarfe der integrierten Elektrolyseure werden als Stromnachfrage bilanziert.

¹⁶ 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.

Partialoxidation von Schweröl und von Erdgas erzeugt. Zudem kann Methanol als Kraftstoff oder Kraftstoffzusatz eingesetzt werden. In KN100 wird das in Deutschland hergestellte Methanol bis 2045 zu 60 % über elektrolysebasierten Wasserstoff und 40 % Vergasung von Biomasse erzeugt.

Die Branche **Eisen & Stahl** machte im Jahr 2018 rund 25 % des Endenergieverbrauchs 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. Die Primärstahlproduktion auf Basis der Hochofenroute verursacht durch Einsatz von Kohle signifikante energetische Treibhausgasemissionen und Prozessemissionen. Im Bereich Primärstahl kann der Umstieg auf die Direktreduktion und anschließende Schmelze in Elektrolichtbogenöfen¹⁷ (DRI-EAF-Route) Energie und Emissionen einsparen. Bei der Direktreduktion wird Kokskohle durch Erdgas oder Wasserstoff ersetzt. Aktuell wird die DRI-EAF-Route mit Nutzung von Erdgas an nur einem Standort in Deutschland betrieben (ArcelorMittal Hamburg, 2021). Diese Route ermöglicht die Reduktion von Treibhausgasemissionen um rund 55 % (Lösch et al., 2020). Durch die Nutzung von Wasserstoff können direkte Emissionen um nahezu 100 % vermindert werden¹⁸. In KN100 wird angenommen, dass Primärstahl langfristig zu 100 % über die DRI-EAF-Route unter Verwendung von 100 % Wasserstoff erzeugt wird.
- **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 **Nichteisenmetalle** machte im Jahr 2018 rund 4 % des Endenergieverbrauchs der Industrie aus. Das Szenario KN100 berücksichtigt THG-Minderungsoptionen in den Herstellungsprozessen von Aluminium und Kupfer explizit. Bei der Herstellung von **Rohaluminium** fallen durch den Einsatz von Petrolkoks-Anoden Prozessemissionen an. Durch den Einsatz von inerten Anoden können diese Emissionen vermieden werden - eine industrielle Skalierung wird gemäß des exogenen Transformationspfades für 2035 unterstellt. Bei der Verarbeitung von Rohaluminium werden heute Strom und Erdgas eingesetzt, wobei letzteres im Szenario KN100 langfristig durch höhere Anteile Strom und Wasserstoff vollständig substituiert wird. Bei der Herstellung von **Kupfer** wird heute neben Strom noch Kohle, Öl und Erdgas eingesetzt. Kohle und Öl wird mittelfristig durch Erdgas und langfristig durch Wasserstoff substituiert. Zusätzlich wird durch den Einsatz von Hybridöfen und induktivem Aufschmelzen der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch gesteigert.

¹⁷ Neben dem Einschmelzen in Elektrolichtbogenöfen können auch andere Verfahren, wie strombasierte Einschmelzer, eingesetzt werden (thyssenkrupp Steel Europe, 2021).

¹⁸ Als direkte Emissionen verbleiben noch rund 30 kg CO₂ pro Tonne Primärstahl durch Elektrodenabbrand und Schäumkohle (Hölling et al., 2017).

Die Branche **Glas & Keramik** machte im Jahr 2018 rund 4 % des Endenergieverbrauchs der Industrie aus. Bei der Herstellung von Glas & Keramik fallen Prozessemissionen an, welche aus heutiger Sicht technisch nicht vermeidbar sind. Diese Emissionen fallen im Schmelzprozess durch Zersetzung verschiedener Einsatzstoffe an. Prozessemissionen können durch Einsatz von CO₂-Abscheidungsanlagen gemindert werden, aufgrund sehr unterschiedlicher Betriebsgrößen und anteilig vielen kleineren Betrieben wird ein flächendeckender Einsatz jedoch nicht erwartet. Energetische Emissionen durch den Einsatz von Erdgas in Schmelzöfen werden durch Substitution mit Wasserstoff oder Hybridöfen vermieden.

Die **Papierindustrie** machte im Jahr 2018 rund 8 % des Endenergieverbrauchs der Industrie aus. Für die Herstellung von Papier werden Strom und Niedrigtemperaturdampf benötigt. Für die Reduktion von Treibhausgasemissionen werden langfristig Erdgas, Kohle und Öl durch Strom und zu geringeren Anteilen durch Fernwärme und Wasserstoff substituiert. Der Einsatz von Biomasse wird als konstant angenommen (rund 21 % in 2018). Bis 2045 werden 45 % des Niedrigtemperaturdampfes über elektrische Verfahren erzeugt. Es wird angenommen, dass sich langfristig das Verhältnis von Papier niedriger Qualität (mechanische Herstellung; z. B. Kartonagen und Verpackungen) und hoher Qualität (chemische Herstellung; z. B. grafische Papiere) zu Gunsten von niedriger Qualität verschiebe. Im Jahr 2045 machen niedrige Qualitäten 75 % aus (im Jahr 2018 waren es ca. 66 %). Niedrige Qualitäten können weniger energieintensiv hergestellt werden.

Der Bereich **Steine & Erden** machte im Jahr 2018 rund 8 % des Endenergieverbrauchs der Industrie aus. Trotz des niedrigen Anteils am Endenergieverbrauch nimmt die Herstellung von Steinen und Erden eine Schlüsselposition in Bezug auf die Reduktion von Treibhausgasemissionen ein. Heute werden durch den thermischen Einsatz von Kohle, Erdgas und alternativen Brennstoffen¹⁹ sowie technisch schwer vermeidbaren Prozessemissionen große Mengen CO₂ emittiert.

Da wesentliche Emissionen technisch nicht vermeidbar sind, ist die Nutzung von Ressourceneffizienzpotenzialen wichtig. Durch die Entwicklung und den Einsatz ressourceneffizienter Betone (CEM II/C und CEM VI²⁰) können in der Zementindustrie langfristig Energie und Treibhausgasemissionen eingespart werden. Des Weiteren werden alternative Bindemittel als Ersatz für Klinker eingesetzt, welche im Vergleich zu Portlandzement weniger energetische Emissionen und Prozessemissionen verursachen. Aufgrund ihrer eingeschränkten technischen Leistungsfähigkeit dürften alternative Bindemittel jedoch vor allem in Nischenprodukten (z. B. Schnell- und Reparaturzemente) und im Bereich der Bauchemie eingesetzt werden. Entsprechend wird angenommen, dass alternative Bindemittel Portlandzement bis 2045 in einem Umfang von rund 5 % ersetzen. 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 daher durch CCU und CCS vermieden (siehe Kapitel 2.6.1).

¹⁹ Alternative Brennstoffe sind z. B. Altreifen, Altöl, Tiermehle, aufbereitete Gewerbe- und Siedlungsabfälle sowie Klärschlamm (VDZ, 2020).

²⁰ Durch den Einsatz von Zementen wie CEM II/C und CEM VI kann der Klinkergehalt um bis zu 50 % reduziert werden. Die Herstellung von Klinker ist sehr energieintensiv und für einen großen Teil der Energienachfrage und Prozessemissionen verantwortlich (VDZ, 2020).

Die **Sonstige Industrie** umfasst sehr heterogene Produkte und Branchen. Dazu zählen z. B. Ernährung und Tabak, Gummi- und Kunststoffwaren, Maschinenbau und Fahrzeugbau. Die Sonstige Industrie machte im Jahr 2018 rund 31 % des Endenergieverbrauchs der Industrie aus. Emissionen entstehen hier vor allem durch die energetische Nutzung fossiler Brennstoffe für die Erzeugung von Prozesswärme, wie z. B. Erdgas und Kohle. In Bezug auf die Nutzung strombasierter Prozesse und gasförmiger Energieträger bestehen in der Sonstigen Industrie, speziell im Bereich Niedrig- und Mitteltemperaturwärme, im Vergleich zu energieintensiven Industrien größere Freiheitsgrade bei der Wahl der Technologie. Aus technologischer Sicht könnten große Teile der Prozesswärme wahlweise über strom- oder gasbasierte Technologien bereitgestellt werden.

Produkte	Status quo		KN100		
	Technologien	Hauptenergieträger	Technologien	Hauptenergieträger	
Chemie					
Ammoniak	◦ Haber-Bosch, Steam	◦ Strom	◦ Haber-Bosch, Elektrolyse	◦ Strom	
	◦ Methane Reforming (SMR)	◦ Erdgas (z. T. NE)	◦ Haber-Bosch, H ₂ -Zukauf	◦ Wasserstoff (NE)	
Aromaten & Olefine	◦ Steamcracking	◦ Naphtha (NE)	◦ Methanol- to-Olefins/-Aromatics	◦ Strom	
Chlor	◦ Membranverfahren	◦ Strom	◦ Steamcracking	◦ Grünes Naphtha (NE)	
	◦ Amalgamverfahren				
	◦ Diaphragmaverfahren				
Methanol	◦ Partialoxidation, Schweröl,	◦ Schweröl (NE)	◦ Elektrolyse-Wasserstoff,	◦ Wasserstoff (NE)	
	◦ Methanolsynthese	◦ Erdgas (NE)			◦ Biomassevergasung,
	◦ SMR, Methanolsynthese	◦ Strom			
Eisen & Stahl					
Stahl	Primär	◦ Hochofenroute	◦ Direktreduktionsroute mit	◦ Strom	
	Sekundär	◦ Elektrolightbogenofen			◦ Elektrolightbogenofen (DRI-EAF)
				◦ Wasserstoff (z. T. NE)	
				◦ Strom	
Glas & Keramik					
Glas		◦ Klassische Schmelzwanne	◦ Klassische Schmelzwanne, Wasserstoff	◦ Strom	
		(Diverse Glasprodukte)			◦ Hybridofen, Wasserstoff
		◦ Erdgas	◦ Hybridofen, Erdgas	◦ Gase (methanbasiert)	
			◦ Elektrische Schmelzwanne	◦ Wasserstoff	
Nichteisenmetalle					
Aluminium	Primär	◦ Hall-Héroult, point feeder	◦ Inerte Anoden	◦ Elektr. Aluminium-Verarbeitung	
	Sekundär	◦ Recyceltes Aluminium	◦ Recyceltes Aluminium, Hybridofen		
Kupfer	Primär	◦ Kupfer			
	Sekundär	◦ Kupferrecycling			
		◦ Erdgas			
		◦ Steinkohle			
Papier					
Papier	Primär	◦ Papierfaserherstellung	◦ Elektr. Dampferzeugung	◦ Strom	
		(mechanisch/chemisch)			◦ Biomasse
	Sekundär	◦ Papierfaserherstellung			
	(Recycling)				
		◦ Papierherstellung			
Steine & Erden					
Kalk		◦ Branntkalk		◦ Strom	
				◦ Wasserstoff	
Zement		◦ Braunkohle	◦ Trockenverfahren	◦ Alternative Brennstoffe	
		◦ Erdgas			◦ Wasserstoff (10%)
	◦ Halbtrockenverfahren	◦ Alternative Brennstoffe			
	◦ Trockenverfahren	◦ Steinkohle		◦ Biomasse (fest) (5%)	

NE = nichtenergetisch

Abbildung 34 Übersicht der Technologietransformation ausgewählter Industriebranchen

In Abbildung 34 werden die wichtigsten technologischen Entwicklungen zwischen dem Status quo und dem Szenario KN100 zusammengefasst. In der Übersicht werden zum einen wichtigsten Prozesse heute sowie in KN100 mit den jeweiligen Hauptenergieträgern gezeigt.

2.2.2 Entwicklung der Produktionsmengen

Das KN100-Szenario trifft für alle betrachteten Branchen Annahmen in Bezug auf die Entwicklung der Produktionsmengen. In Abbildung 35 werden die Entwicklungen für die Stichjahre 2030 und 2045 dargestellt. Dabei wird unterstellt, dass ein funktionierender Carbon-Leakage-Schutz in Deutschland und der EU mögliche Wettbewerbsnachteile für die deutsche Industrie durch die Umstellung auf klimaneutrale Produktionen weitgehend abwenden kann.

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

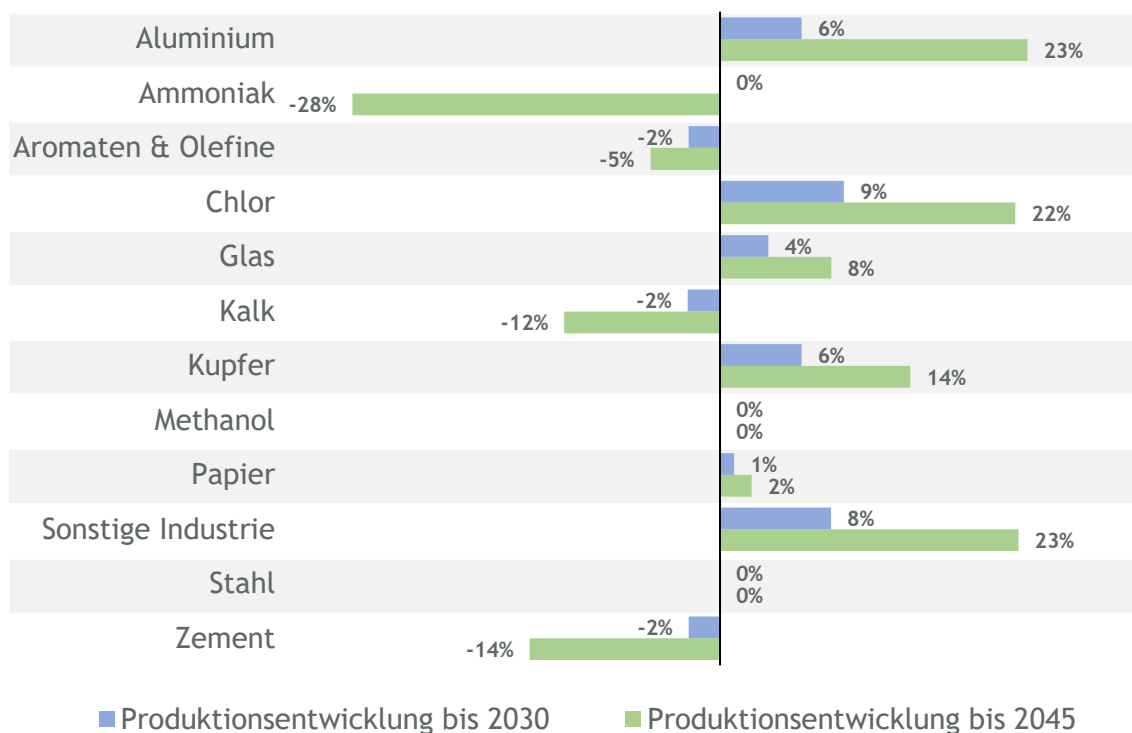


Abbildung 35: Produktionsentwicklung in den Industriebranchen bis 2045

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 %.

In der **Chemie** wurden Ammoniak, Aromaten & Olefine, Chlor und Methanol berücksichtigt.

- Für **Ammoniak** wird angenommen, dass langfristig Produktionsmengen in Deutschland sinken werden. Im Szenario KN100 wird eine Reduktion um rund 28 % bis 2045 angenommen. Die Dekarbonisierung der Ammoniakproduktion hängt stark vom Vorprodukt Wasserstoff ab. In Bezug auf Wasserstoff wird langfristig von signifikanten Importen ausgegangen. Vor allem an Standorten mit guten Bedingungen zur Produktion von Elektrolyse-Wasserstoff könnten langfristig auch Folgeprodukte wie Ammoniak produziert werden. Die besseren Transporteigenschaften von Ammoniak im Vergleich zu Wasserstoff verstärken diesen möglichen Effekt.
- Bei **Aromaten & Olefinen** wird von einem leichten Produktionsrückgang ausgegangen. Hintergrund ist, wie auch bei Ammoniak, die Verbindung zum Vorprodukt Wasserstoff (bzw. Methanol bei MTO/MTA). Bei Aromaten & Olefinen wird im Gegensatz zu Ammoniak jedoch davon ausgegangen, dass aufgrund der hohen Komplexität des Prozesses ein größerer Anteil der Produktion in Deutschland stattfindet.
- Global wird für **Chlor** stärkeres Wachstum erwartet, welches sich in Teilen auch in einem Produktionsanstieg in Deutschland niederschlägt. Hintergrund ist eine steigende Nachfrage von Folgeprodukten wie PVC. Bis 2045 steigt die Produktion von Chlor im Szenario KN100 annahmegemäß um rund 22 % an.
- Insgesamt wird von einer steigenden Nachfrage nach **Methanol** ausgegangen. Diese ergibt sich durch den Einsatz des neuen MTO/MTA-Verfahrens im Rahmen der Herstellung von Aromaten & Olefinen. Für die sonstige Nachfrage nach Methanol wird ein Nullwachstum angenommen. Die Gesamtnachfrage erhöht sich um den Faktor 16 von 1,1 Mio. t im Jahr 2018 auf 18,2 Mio. t im Jahr 2045. Methanol wird somit zum zentralen Baustein der klimaneutralen Chemie. Es wird dabei angenommen, dass langfristig das Verhältnis von Importen und heimischer Produktion ausgeglichen ist.

In den übrigen Industrien **Aluminium**²¹, **Kupfer**, **Glas** und **Sonstiger Industrie** wird bis 2045 ein Produktionswachstum zwischen 8 % (Glas) und 23 % (Aluminium und Sonstige Industrie) erwartet. Bei Aluminium lässt sich dies v. a. auf ein starkes Wachstum im Bereich Sekundäraluminium zurückführen. Die Annahmen für die Sonstige Industrie orientiert sich dabei an den sektorübergreifenden Annahmen zum BIP-Wachstum (siehe Kapitel 1.3.6).

2.2.3 Entwicklung der Energieeffizienz

Unter Energieeffizienz werden allgemeine technologische Entwicklungen zusammengefasst, wie z. B. Optimierungen von Querschnittstechnologien (Pumpen, Ventilatoren, elektrische Motoren,

²¹ Im Bereich Aluminium wurden die Primär- und Sekundäraluminiumproduktion getrennt betrachtet. Die in Abbildung 35 angegebene Produktionsentwicklung ist die durchschnittliche Entwicklung der beiden Prozesse. Für Primäraluminium wird bis 2045 ein Wachstum von 16 % und für Sekundäraluminium ein Wachstum von 31 % angenommen.

etc.) oder die Steigerung der Energieeffizienz bei bestehenden und neuen industriellen Verfahren. Im Folgenden bezieht sich der Begriff Effizienz auf Endenergieeffizienz.

Der Großteil des Endenergieverbrauchs wird in der **chemischen Industrie** durch heterogene chemische Herstellungsprozesse generiert. Die Anteile von Querschnittstechnologien, in denen i. d. R. die größten Effizienzpotenziale liegen, sind entsprechend gering. Daher wird erwartet, dass zusätzliche Effizienzgewinne begrenzt sind und über die Zeit stetig abnehmen. Die angenommenen kumulierten Effizienzgewinne bei allen betrachteten chemischen Produkten liegen bis 2045 bei rund 4 % (Geres et al., 2019).

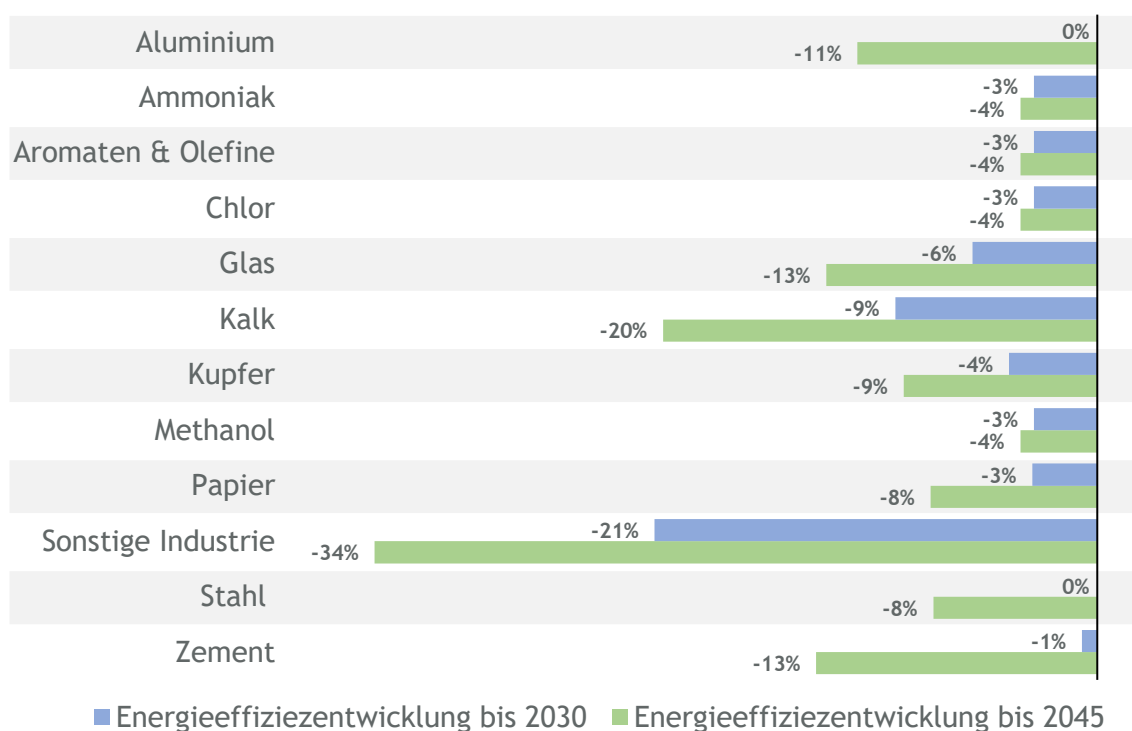


Abbildung 36: Entwicklung der Energieeffizienz in den Industriebranchen bis 2045

In der **Stahlindustrie** ist die bestehende Prozessroute weitestgehend ausoptimiert. Kleinere Energieeffizienzmaßnahmen werden durch Einsatzstoffe geringerer Qualität und höhere Ansprüche an Produktqualität in der Regel kompensiert. Für die neue DRI-EAF-Route werden zwischen 2031 und 2045 kumulierte Effizienzgewinne von 8 % erwartet.

Die Effizienzannahmen der **Sonstigen Industrie** basieren auf der Energieeffizienzstrategie²² der Bundesregierung (BMWi, 2019) und eigenen Annahmen. Im Vergleich zu den energieintensiven Industrien wie Chemie oder Eisen & Stahl ist der Endenergieverbrauch stärker von Querschnittstechnologien geprägt. Gerade in diesem Segment werden signifikantere Energieeffizienzpotenziale erwartet. Die realisierten kumulierten Energieeffizienzgewinne liegen bis 2045 bei rund 34 %.

²² Ziel der Energieeffizienzstrategie ist es den Primärenergieverbrauch um 50 % bis 2050 gegenüber 2008 zu reduzieren (BMWi, 2019).

Infobox 5: Der Einfluss von Energieeffizienz auf den Endenergieverbrauch der Industrie

Ohne die unterstellten Energieeffizienzgewinne würden, ceteris paribus, 17 % (101 TWh) mehr Energie verbraucht als im Szenario KN100. Die veränderten Endenergieverbräuche verteilen sich dabei gleichmäßig auf die verschiedenen Energieträger.

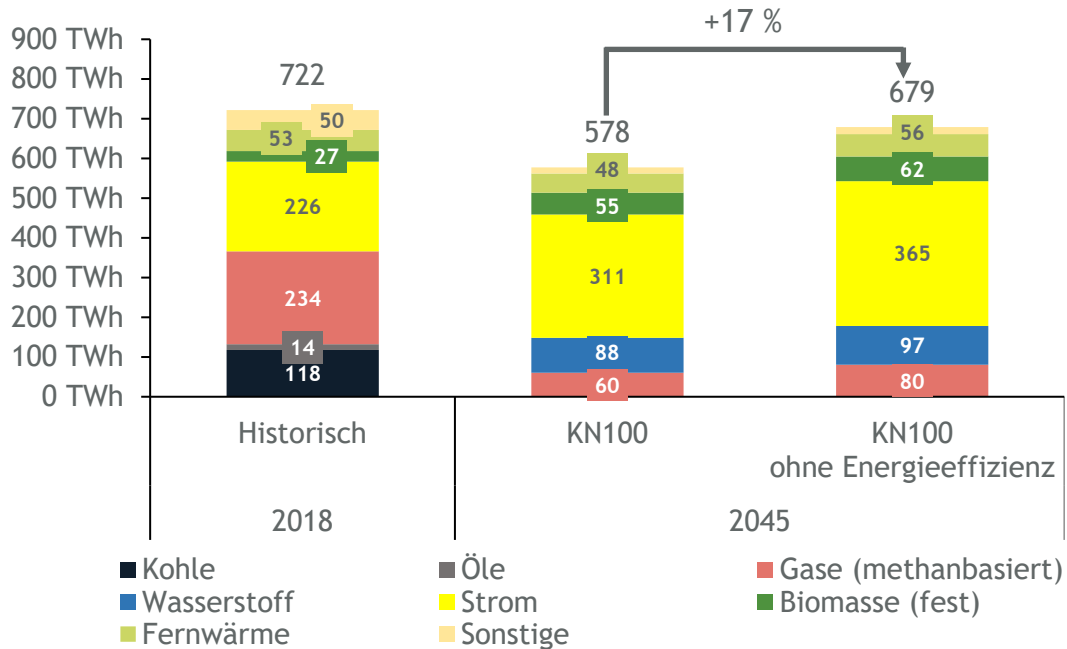


Abbildung 37: Auswirkungen von Energieeffizienzgewinnen auf den Endenergieverbrauch im Industriesektor

Auch ohne Energieeffizienzgewinne sinkt der Endenergieverbrauch jedoch um 6 %. Dies ist sowohl auf sinkende Produktionsmengen in Teilen der Industrie als auch auf Wechsel auf energieeffizientere Prozesse zurückzuführen. Energieeffizientere Prozesse sind beispielsweise die Sekundärproduktionen in den Bereichen Nichteisenmetalle und Eisen & Stahl.

Bei den übrigen Industrien Aluminium, Glas, Kupfer, Papier und Zement²³ variieren die angenommenen kumulierten Energieeffizienzgewinne bis 2045 zwischen 8 % und 13 %. Lediglich im Bereich Kalk (bis 2045 -20 %) werden größere Potenziale angenommen. In vielen Branchen wird angenommen, dass Effizienzsteigerungen mit den bestehenden Verfahren nur im geringen Maße möglich sind. Zusätzlich könnten Flexibilisierungsmaßnahmen potenziellen Energieeffizienzgewinnen entgegenwirken. Durch das Hoch- und Runterfahren von Produktionsanlagen, wie

²³ Die Energieeffizienzgewinne im Bereich Zement beziehen sich ausschließlich auf thermische Brennstoffeinsätze.

beispielsweise bei Lastverschiebung, wird zusätzliche Energie benötigt, was die Gesamtenergieeffizienz des Prozesses verringert. Die angenommenen Effizienzen können daher zu großen Teilen auf effizientere Querschnittstechnologien zurückgeführt werden.

2.2.4 Entwicklung der Recyclingquoten

Mit Hinblick auf die Recyclingquoten der Glas-²⁴ und Papierindustrie sowie Sekundärproduktion von Aluminium, Kupfer und Stahl werden geringe Steigerungspotenziale erwartet. Recyclingquoten und Sekundärproduktionen sind tendenziell durch die Verfügbarkeit recyclingfähiger Materialien und weniger durch technische Potenziale begrenzt. In Abbildung 38 werden die Entwicklung der Recyclingquoten sowie Sekundärproduktionen bis 2030 und 2045 gezeigt mit der jeweiligen Veränderung gegenüber dem Status quo im Jahr 2018.

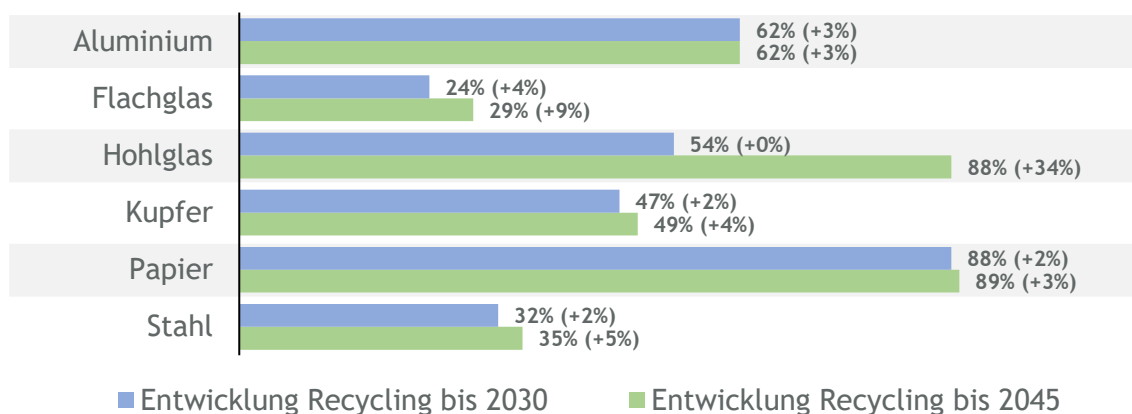


Abbildung 38: Recyclinganteile und Sekundärproduktion in Industriebranchen gegenüber 2018

Bei der **Aluminiumerzeugung** wird von einer leichten Steigerung der Sekundärproduktion ausgegangen. Durch die weltweit steigende Aluminiumnachfrage erhöht sich langfristig die Menge an recyclingfähigem Aluminium. Zusätzlich wird angenommen, dass es Fortschritte im Bereich Sortierung der Schrottströme geben wird, die die Schrottverwertung optimieren und so die Schrottverfügbarkeit erhöhen.

Für die Bereiche **Stahl**, **Kupfer** und **Flachglas** werden wenige Optimierungspotenziale und nur eine geringe Steigerung des recyclingfähigen Materials unterstellt. Die größten Potenziale der Branche Glas & Keramik werden im Bereich Hohlglas erwartet. Eine wichtige Voraussetzung ist eine hohe Reinheit und Qualität des recyclingfähigen Materials.

Im Bereich **Papier** gibt es in Deutschland bereits heute hohe Anteile von Recyclingpapier (rund 86 %). Im Prozess bestehen Grenzen für die Anteile, da die Zugabe von Frischfasern technisch notwendig ist. Als maximaler Anteil von Recyclingpapier wird 89 % angenommen, welcher im KN100-Szenario im Jahr 2045 erreicht wird.

²⁴ Die Entwicklung der Recyclingquote bezieht sich im Bereich Glas auf den Anteil der Scherbeneinsätze.

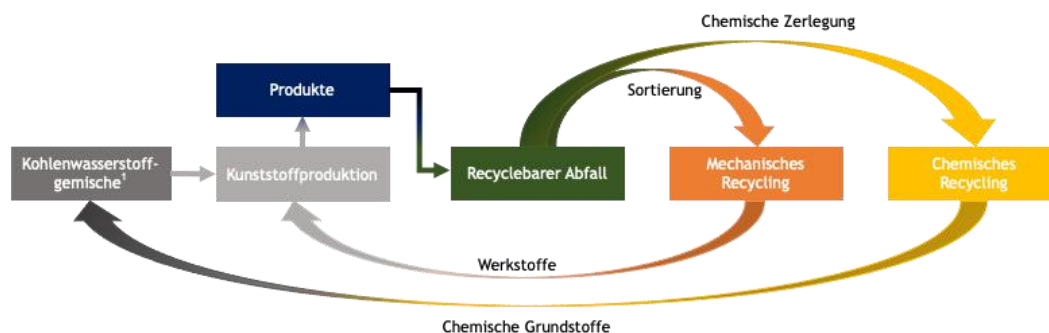
Infobox 6: Chemisches und mechanisches Kunststoffrecycling

Heute werden etwa 47 % aller Kunststoffabfälle in Deutschland stofflich und rund 53 % energetisch - in Müllverbrennungsanlagen - verwertet (Lindner et al., 2020). Um Emissionen aus der linearen Nutzung von Kunststoffen zu reduzieren, ist es zielführend deren Kreislaufführung durch Wiederverwendung und Recycling zu maximieren.

Bei dem Recycling von Kunststoffen wird grundsätzlich zwischen zwei Verfahren unterschieden, dem mechanischen und dem chemischen (rohstofflichen) Recycling. Das mechanische Verfahren beschreibt eine Aufbereitung und Sortierung kunststoffhaltiger Abfälle zu definierten und z. T. sortenreinen Kunststoffzyklaten unterschiedlicher Qualitäten. Für das mechanische Recycling ungeeignete Abfälle können über das chemische Verfahren rohstofflich recycelt werden. Die Kunststoffabfälle werden dabei in ihre Bestandteile zerlegt - über Pyrolyse, Solvolyse oder Vergasung - und als Rohstoffe dem Stoffkreislauf erneut zugeführt (Geres et al., 2019).

Mit Hilfe der Pyrolyse werden Kohlenwasserstoffgemische extrahiert, welche in einem Cracker weiter gespalten werden. Bei der Vergasung wird Synthesegas erzeugt, welches durch das Fischer-Tropsch-Verfahren zu Naphtha umgewandelt wird. Das Naphtha dient, wie in der konventionellen Primärkunststoffherzeugung, als Rohstoffquelle für die Kunststoffproduktion (Geres et al., 2019).

Im Szenario KN100 ist chemisches Recycling, v. a. aufgrund der hohen Komplexität, nicht berücksichtigt. Eine Steigerung der Recyclingquote für Kunststoffe könnte Produktionsbedarfe von Kunststoffneuware langfristig reduzieren und wäre eine sinnvolle Ergänzung zum definierten Transformationspfad der chemischen Industrie.



¹Sammelbegriff für chemische Ausgangsstoffe der Kunststoffproduktion

Abbildung 39: Vereinfachte Darstellung des Kunststoffrecyclings

Quelle: eigene Darstellung basierend auf VCI (2018) und Geres et al. (2019)

2.2.5 Endenergieverbrauch und nichtenergetische Verbräuche im Industriesektor

Im Vergleich zum historischen Endenergieverbrauch der Industrie im Jahr 2018 geht im Szenario KN100 der gesamte Verbrauch bis 2045 um 20 % zurück. Dabei ersetzen Strom und Wasserstoff bis 2045 zunehmend Kohle und Öle. Auch methanbasierte Gase verlieren an Bedeutung.

Die Reduktion im Endenergieverbrauch zeigt, dass die erhöhte Energieeffizienz und die Einsparungen durch den Einsatz innovativer energieeffizienterer Verfahren die Steigerungen des Energieverbrauchs durch Produktionswachstum und den Einsatz den Einsatz neuer energieintensiver Technologien überkompensieren. Innovative energieintensive Verfahren (z. B. Methanol-to-Olefins bzw. Methanol-to-Aromatics) werden beispielsweise in der Chemieindustrie eingesetzt und sind im Vergleich zu den aktuellen Produktionsrouten teilweise weniger energieeffizient. Der Einsatz dieser Technologien ist jedoch mit Hinblick auf die Ziele zur Minderung der Treibhausgasemissionen notwendig, um beispielsweise anfallende Prozessemissionen zu vermeiden.

Bis 2030 steigt der Anteil von Strom auf ca. 41 %. Gründe für den Anstieg sind unter anderem eine stärkere Durchdringung strombasierter Technologien im Bereich der Niedrig- und Mitteltemperaturwärme. Methanbasierte Gase nehmen mit etwa 23 % im Jahr 2030 weiterhin eine wichtige Rolle ein, werden jedoch zunehmend durch Strom und Wasserstoff substituiert. Der Wasserstoffverbrauch setzt sich einerseits aus einem direkten energetischen Verbrauch (z. B. in der Stahl- und Chemieindustrie) und andererseits aus einer Beimischung von Wasserstoff in lokalen Gasverteilnetzen zusammen (siehe Kapitel 2.7.3).

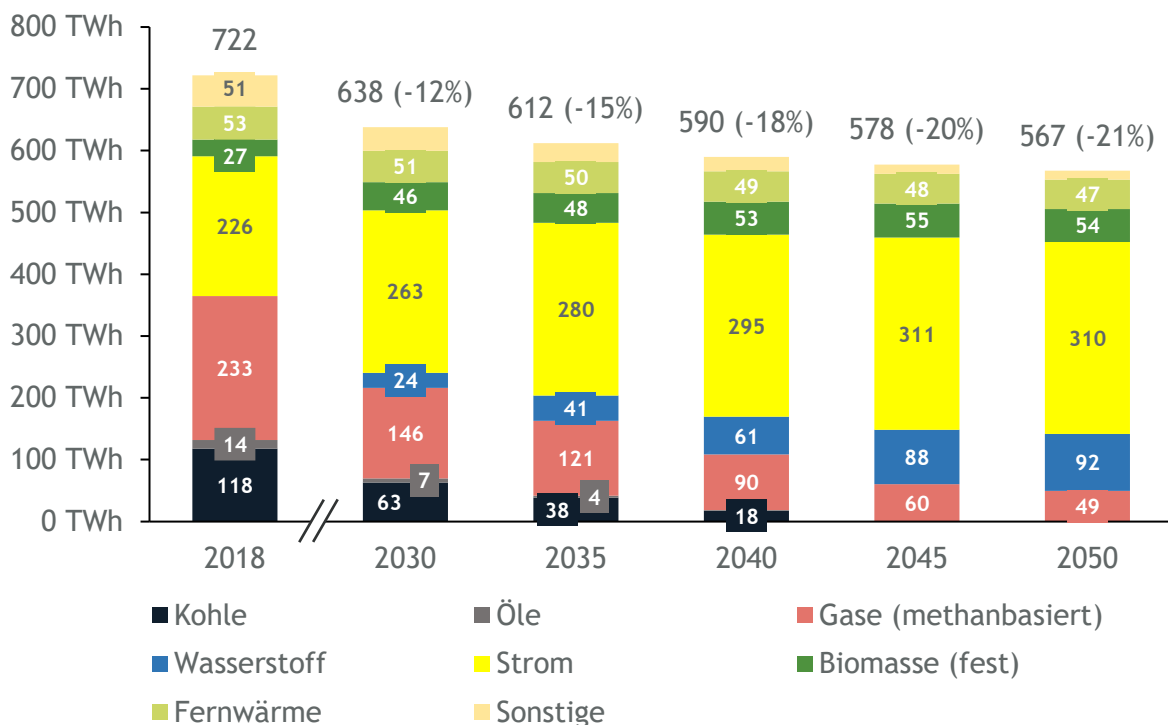


Abbildung 40: Endenergieverbrauch im Industriesektor nach Energieträgern

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 in der Chemieindustrie, entsteht zudem in Kombination mit CCS oder CCU eine CO₂-Senke. Der Stromverbrauch steigt bis 2045 weiter an auf 311 TWh und kommt auf einen Anteil von etwa 54 %. Zusätzlich zum Einsatz im Bereich Niedrig- bis Mitteltemperaturwärme erhöhen beispielsweise auch stromintensivere Prozesse in der Chemieindustrie wie das MTO/A-Verfahren oder der Einsatz von Elektrolyseuren für die Ammoniakproduktion den Stromverbrauch. Fernwärme trägt auch langfristig noch mit ca. 8 % zur Deckung des Endenergiebedarfs bei. Der Anteil von Wasserstoff liegt aufgrund der voranschreitenden Substitution, bspw. im Bereich der Hochtemperaturwärme, langfristig über dem von methanbasierten Gasen.

Der energetische Verbrauch von Ölen und methanbasierten Gasen wird in Abbildung 41 für die Jahre 2030 und 2045 nach biogenen, synthetischen und fossilen Anteilen aufgeschlüsselt. Die Zusammensetzung basiert auf den Modellierungsergebnissen im Energiesektor (siehe Kapitel 2.4.7). In beiden Fällen ist ein deutlicher Rückgang des energetischen Verbrauchs zwischen 2030 und 2045 erkennbar. Der geringe Ölverbrauch wird im Jahr 2045 primär durch synthetische Energieträger gedeckt und der Anteil von Biomethan an den methanbasierten Gasen steigt auf ca. 55 %.

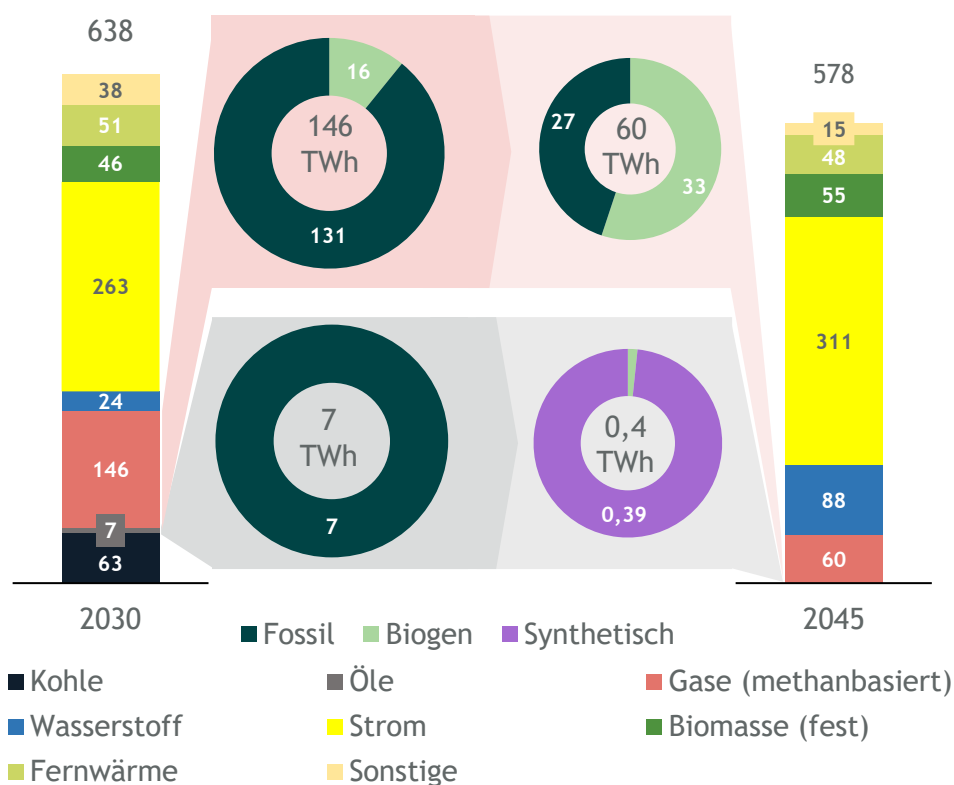


Abbildung 41: Zusammensetzung flüssiger und gasförmiger energetischer Verbräuche im Industriesektor

Im Jahr 2045 werden in der Industrie noch 27 TWh fossiles Erdgas verbraucht. Dies ist möglich, da die entstehenden Emissionen durch natürliche und technische Senken (siehe Kapitel 2.6.1) kompensiert werden. Eine Kompensation dieser Restemissionen ist im Szenario KN100 kosteneffizienter als der Einsatz von synthetischem Methan. Ab dem Jahr 2050 werden EU-Zielkonform keine fossilen Brennstoffe mehr verwendet.

Wasserstoffbedarf nach Industriebranchen

Abbildung 42 gibt eine Übersicht über den gesamte Wasserstoffbedarf aufgeteilt nach Branchen. Hierbei ist der Verbrauch von konventionellem Wasserstoff nicht berücksichtigt²⁵. Bei dem hier dargestellten CO₂-armem Wasserstoff wird nach energetischer und nichtenergetischer Nutzung unterschieden.

Bis 2045 werden gemäß des entwickelten Transformationspfades 190 TWh Wasserstoff nachgefragt, dies entspricht rd. 24 % der energetischen und nichtenergetischen Verbräuche der Industrie. Die größten Bedarfe haben dabei die Branchen Chemie und Eisen & Stahl, welche im Jahr 2045 zusammen rund 83 % des Wasserstoffverbrauchs in der Industrie ausmachen. Der Einsatz von Wasserstoff erfolgt in diesen beiden Branchen primär im nichtenergetischen Bereich. Im Jahr 2045 werden rund 5 % in den Branchen Chemie und Eisen & Stahl nichtenergetisch eingesetzt.

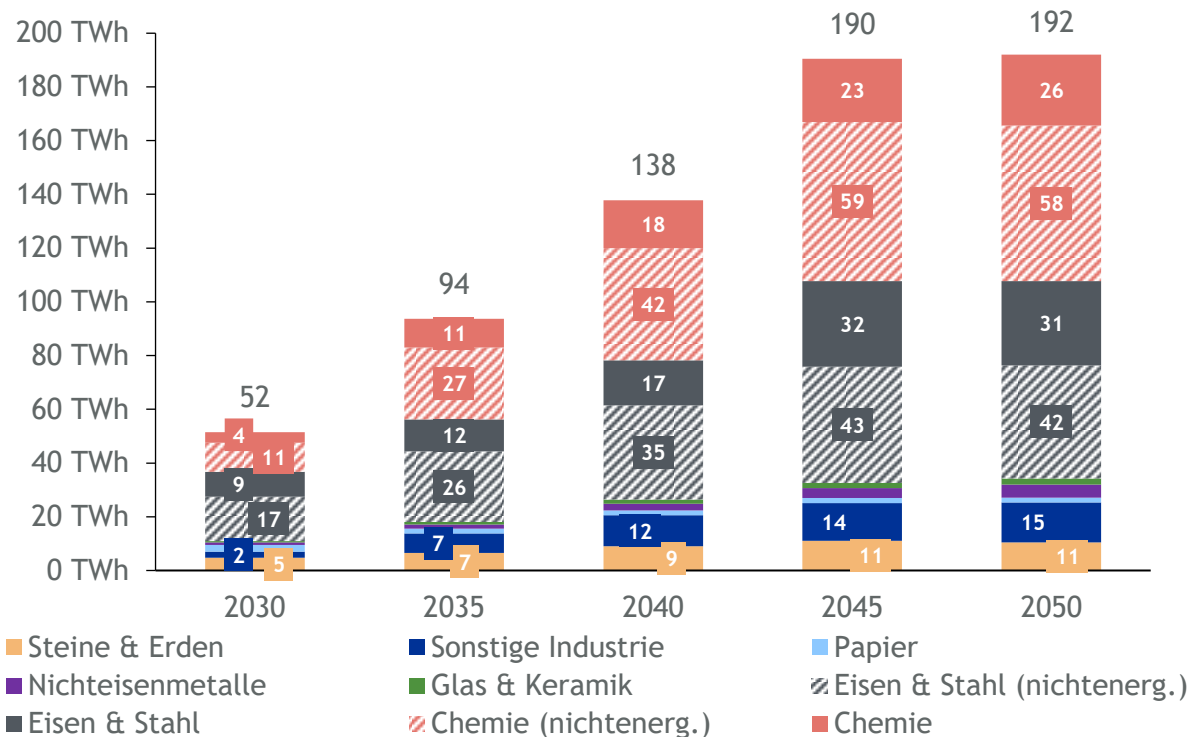


Abbildung 42: Energetischer und nichtenergetischer Verbrauch von CO₂-armem Wasserstoff nach Industriebranchen

²⁵ Konventioneller Wasserstoff wird bspw. durch Dampfreformierung aus Erdgas gewonnen und in den nichtenergetischen Verbräuchen der Chemieindustrie enthalten.

Endenergieverbräuche ausgewählter Branchen

In der Branche **Eisen & Stahl** wird durch Wechsel von der Hochofenroute hin zu der wasserstoffbasierten Direktreduktion und anschließenden Schmelze in Elektrolichtbogenöfen (DRI-EAF-Route) eine Reduzierung des direkten Energiebedarfs erreicht. Der Verbrauch von Kokscohle reduziert sich durch den im Zeitverlauf sinkenden Anteil der Hochofenroute an der Produktion.

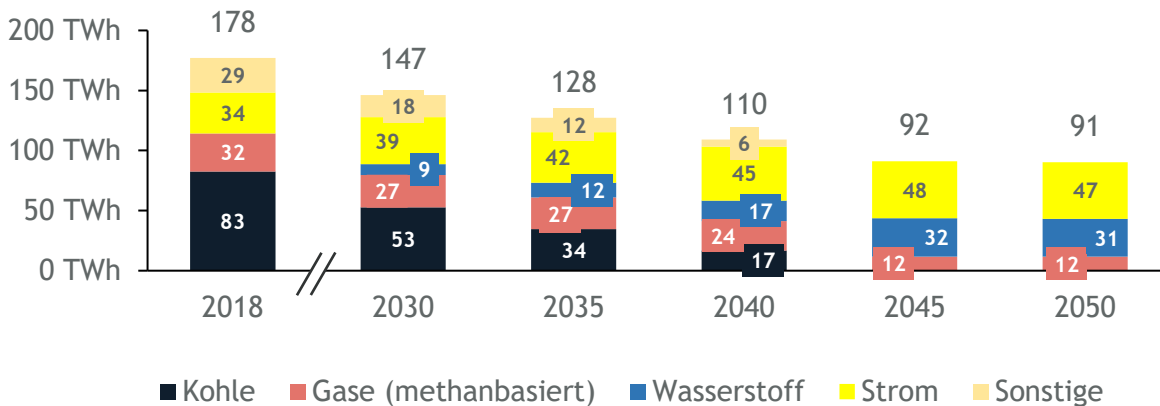


Abbildung 43: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Bereich Eisen & Stahl

Der Bedarf energetisch und nichtenergetisch genutzten Wasserstoffs in der Industrie resultiert in signifikantem Ausmaß aus der DRI-EAF-Route. Durch den Wechsel von Hochofenroute zur DRI-EAF-Route fallen keine Kuppelgase mehr an, welche neben dem Einsatz in Industriewärme Kraftwerken auch in der Stahlverarbeitung eingesetzt wurden. Hier löst Wasserstoff im Zeitverlauf Erdgas und die wegfallenden Kuppelgase ab. Durch die Kombination von Direktreduktion und Elektrolichtbogenöfen nimmt die Stromintensität ebenfalls zu. Bis 2045 steigt der Anteil des Stromverbrauchs auf rund 55 %.

Es wird angenommen, dass Wasserstoff nicht bzw. nur zu geringen Teilen durch am Standort integrierte Elektrolyseure bereitgestellt wird. Daher ist eine Anbindung der Standorte an eine Wasserstoffinfrastruktur ein wichtiger Faktor für die Transformation der Stahlindustrie.

Im Bereich **Chemie** bleibt der Endenergieverbrauch im Zeitverlauf etwa konstant und liegt im Jahr 2045 bei 161 TWh. Im Zeitverlauf nimmt der Verbrauch methanbasierte Gase und Öle stetig ab. Bereits bis 2030 wird Erdgas, welches primär für die Erzeugung von Hochtemperaturprozesswärme genutzt wird, in Teilen durch feste Biomasse substituiert. Durch den Einsatz von Bio-Energy Carbon Capture and Storage (BECCS) und Bio-Energy Carbon Capture and Utilization (BECCU) entsteht dann langfristig eine CO₂-Senke (siehe Kapitel 2.6.1).

Auch der Stromverbrauch nimmt durch einen Wechsel auf strombasierte Technologien zu und steigt gegenüber 2018 um ca. 50 %. Da bis 2045 annahmegemäß rund 40 % der Aromaten & Olefine über die MTO/MTA-Route erzeugt wird, steigt in der Folge die Nachfrage nach Methanol signifikant an. Die Hälfte der zusätzlichen Nachfrage wird über inländische Erzeugung gedeckt, was einen direkten Strombedarf von rund 12 TWh erzeugt.

Ammoniak stammt 2045 zu rund einem Drittel aus mit grünem Wasserstoff am Standort integrierten Elektrolyseuren. Diese Kapazitäten werden größtenteils bis zum Jahr 2030 in Regionen aufgebaut, in denen erst eine spätere Anbindung an ein Wasserstoffnetz erwartbar ist.

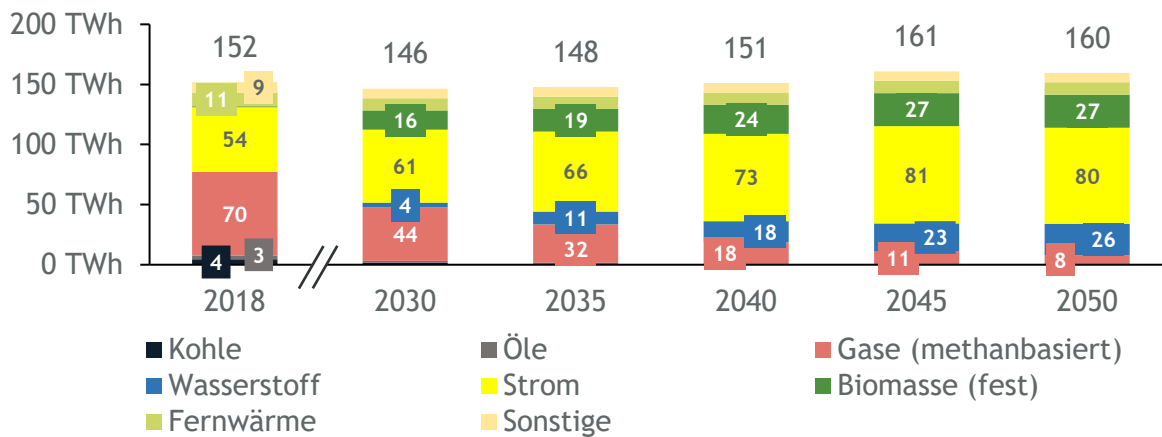


Abbildung 44: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Bereich Chemie

Der Energieverbrauch für die integrierte Wasserstoffproduktion wird unter Strom bilanziert. Durch die dezentrale Wasserstofferzeugung werden rund 6 TWh Strom nachgefragt (~4 TWh Wasserstoff).

In der chemischen Industrie werden vielfach importierte Energieträger wie grüner Wasserstoff oder grünes Naphtha eingesetzt. Der Stromverbrauch für die Produktion dieser importierten Güter wird nicht in Deutschland bilanziert (siehe Kapitel 1.3.1). Für 2045 käme man dabei auf rund 298 TWh (indirekten) Stromverbrauch im In- und Ausland. Mit dem direkten Stromverbrauch von 81 TWh ergäbe sich im Jahr 2045 ein Gesamtverbrauch von 379 TWh.

Den höchsten Endenergieverbrauch verzeichnen im Bereich **Steine & Erden** die Zement- und Kalkindustrie. Langfristig sinkt der Endenergieverbrauch durch verschiedene Effekte.

In der **Zementindustrie** wird durch eine Steigerung der Ressourceneffizienz und einen Rückgang im Bereich Neubau von Gebäuden langfristig weniger Zement benötigt. Dies sorgt für eine geringere Produktion und niedrigere Energieverbräuche. Zusätzlich werden im Bereich des thermischen Brennstoffeinsatzes Energieeffizienzpotenziale gehoben. Durch diese Effekte können Energiemehrbedarfe, welche durch den Einsatz von stromintensiven CO₂-Abscheidungsanlagen und einen erhöhten Einsatz alternativer Brennstoffe entstehen, überkompensiert werden.

Im Bereich **Kalk** werden die Hauptenergieträger Kohle und Erdgas langfristig durch Wasserstoff substituiert. Durch CO₂-Abscheidungsanlagen steigt zusätzlich der Stromverbrauch leicht an. Durch einen Produktionsrückgang und Effizienzsteigerungen werden Energiemehrbedarfe jedoch ebenfalls überkompensiert.

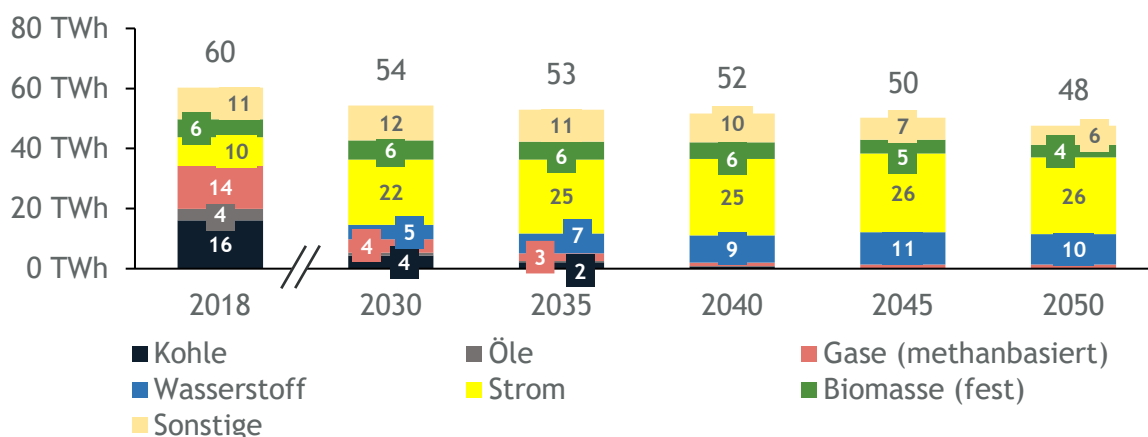


Abbildung 45: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Bereich Steine & Erden

Der Bereich **Sonstige Industrie** verbrauchte im Jahr 2018 rund 223 TWh. Die Heterogenität dieses Bereichs spiegelt sich auch in den verbrauchten Energieträgern. Ein Großteil des Verbrauchs wurde mit Strom (40 %) und methanbasierten Gasen (29 %) gedeckt. Aber auch Fernwärme (15 %), Biomasse (7 %) und Kohle (5 %) machen signifikante Anteile aus.

Bis 2045 sinkt der gesamte Endenergieverbrauch um 23 % auf 172 TWh. Der Anteil des Stromverbrauchs nimmt dabei zu, da v. a. im Niedrig- bis Mitteltemperaturbereich bereits früh strombasierte Technologien Energieträger wie Kohle und Öl ablösen. In Hochtemperaturprozessen werden zudem ca. 20 % methanbasierte Gase und Wasserstoff genutzt.

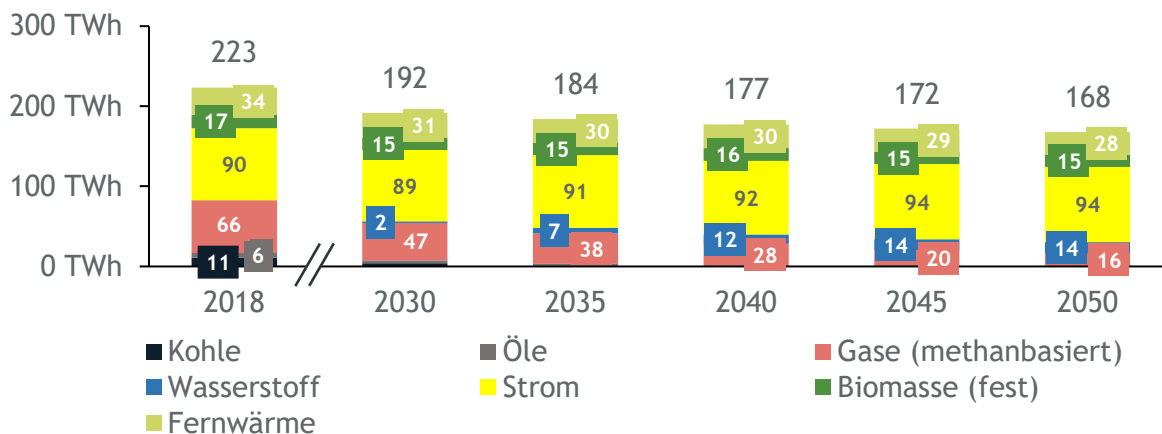


Abbildung 46: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Bereich Sonstige Industrie

Nichtenergetischer Verbrauch von Energieträgern in der Industrie

Der nichtenergetische Verbrauch von Energieträgern fällt v. a. in der chemischen Industrie an. Heute spielen Erdgas und erdölbasierte Produkte wie Naphtha eine zentrale Rolle. Erdgas wird beispielsweise für die Herstellung von Ammoniak benötigt, welcher wiederum zu großen Teilen für die Herstellung Düngemitteln genutzt wird. Naphtha wird v. a. für die Erzeugung von

Aromaten & Olefinen²⁶, die wiederum z. B. für die Herstellung von Polymeren genutzt werden. Bei der nichtenergetischen Nutzung von Energieträgern fallen keine direkten Emissionen an, da der in fossilen Energieträgern enthaltene Kohlenstoff in den Produkten gebunden wird. Erst am Ende der Lebenszeit werden Treibhausgasemissionen freigesetzt, z. B. bei der Verbrennung von Kunststoffabfällen.

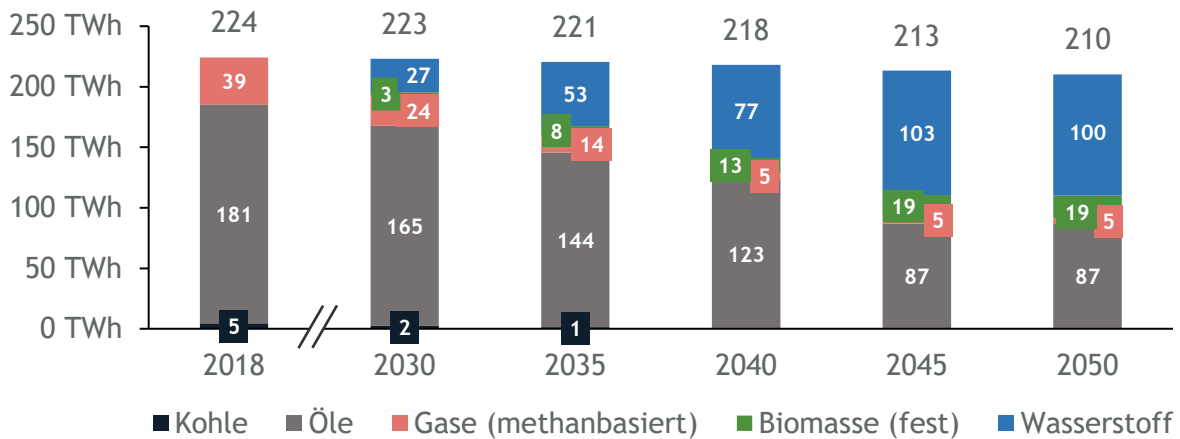


Abbildung 47: Entwicklung des nichtenergetischen Verbrauchs nach Energieträgern

Insgesamt nimmt der nichtenergetische Verbrauch von Energieträgern zwischen 2018 und 2045 leicht ab und sinkt um rund 11 TWh. Dies ist in erster Linie auf sinkende Produktionen im Bereich Ammoniak und bei Aromaten & Olefinen zurückzuführen. Bis 2045 gewinnt v. a. CO₂-armer Wasserstoff durch den nichtenergetischen Einsatz in der chemischen Industrie und der Stahlindustrie zunehmend an Bedeutung. Auch feste Biomasse, welche heute keine Rolle spielt, wird zukünftig für die Herstellung von Methanol nichtenergetisch eingesetzt.

Der nichtenergetische Verbrauch von Ölen und methanbasierten Gasen wird in Abbildung 48 für die Jahre 2030 und 2045 nach biogen, synthetisch und fossil aufgeschlüsselt. Die Zusammensetzung basiert auf den Modellierungsergebnissen im Energiesektor und verändert sich im Zeitverlauf (siehe Kapitel 2.4.7).

In beiden Fällen ist ein deutlicher Rückgang des Verbrauchs zwischen 2030 und 2045 erkennbar. Bis 2045 wird ein Teil der Produktion von Aromaten & Olefinen über das MTO/MTA-Verfahren erzeugt, weshalb der Verbrauch von Ölen, insbesondere Naphtha, zwischen 2030 und 2045 um ca. 47 % zurückgeht. Etwa 59 % des verbleibenden Verbrauchs im Jahr 2045 wird synthetisch bereitgestellt.

²⁶ Im Szenario KN100 wird auch Methanol für die Herstellung von Aromaten & Olefinen genutzt. Methanol wird auf Prozessebene betrachtet und entsprechend als chemisches Produkt bilanziert. D. h. in der Bilanzierung des nichtenergetischen Verbrauchs von Energieträgern ist Methanol nicht berücksichtigt.

Methanbasierte Gase werden aktuell v. a. im Bereich Ammoniak und Aromaten & Olefinen genutzt. Ammoniak wird bis 2045 vollständig über grünen Wasserstoff erzeugt und Aromaten & Olefine vollständig über Steamcracking von teilweise grünem Naphtha sowie das MTO/MTA-Verfahren. Im Jahr 2045 verbleibt ein Verbrauch von 5 TWh aus Prozessen im Bereich sonstiger Chemie welcher fossil gedeckt wird.

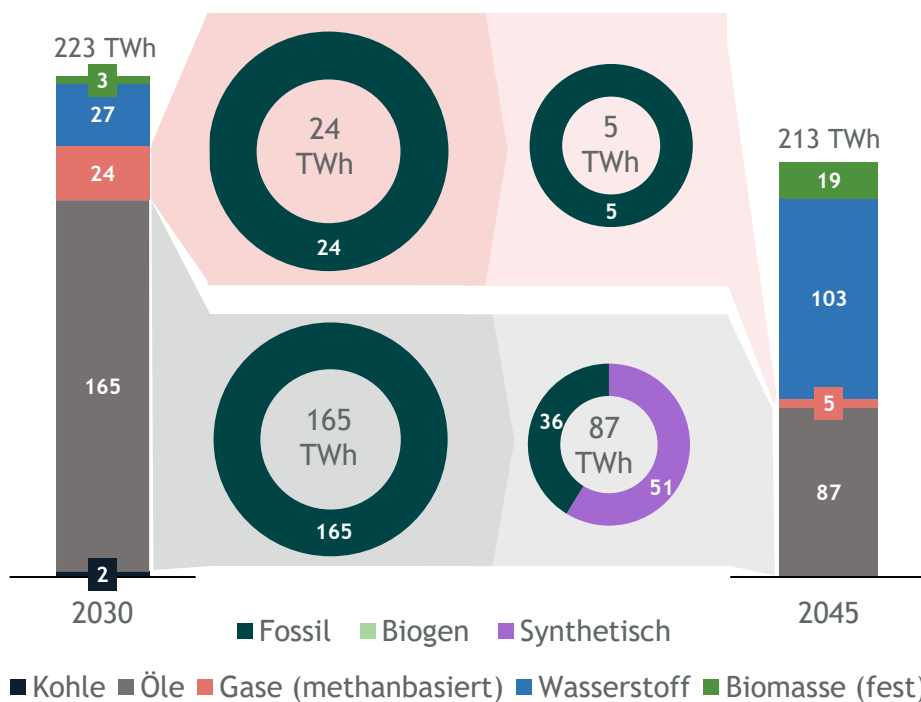


Abbildung 48: Zusammensetzung flüssiger und gasförmiger nichtenergetischer Verbräuche im Industriesektor

2.2.6 Treibhausgasemissionen im Industriesektor

Die Treibhausgasemissionen in der Industrie setzen sich aus prozessbedingten und energetischen Emissionen zusammen. Während energetische Emissionen nahezu vollständig gemindert werden können, verbleiben auch 2045 rund 41 % der heutigen prozessbedingten Emissionen. Durch den Einsatz technischer CO₂-Vermeidungsoptionen sowie Senken erreicht der Industriesektor 2045 bilanziell eine Minderung von 98 % ggü. 1990. Bis 2050 wird eine netto-Negativbilanz erreicht.

Treibhausgasemissionen im Industriesektor

Im Industriesektor können die Treibhausgasemissionen, welche sich aus prozessbedingten und energetischen Emissionen zusammensetzen, im Szenario KN100 sukzessive verringert werden. Bis 2030 werden die gesamten Emissionen von 190 Mt CO₂e im Jahr 2018 auf 118 Mt CO₂e verringert. Damit werden die Sektorziele gemäß Klimaschutzgesetz 2021 erfüllt. Neben kurzfristigen Energieeffizienzgewinnen ist ein signifikanter Rückgang des Kohleverbrauchs ein Haupttreiber. Die

Emissionen aus der Nutzung von Kohle werden zwischen 2018 und 2030 nahezu halbiert, was eine Einsparung von rd. 18 Mt. CO₂e ermöglicht. Zusätzlich tragen Minderungen der Prozessemissionen sowie die Substitution von Erdgas durch Strom und Wasserstoff maßgeblich zur Minderung der Emissionen bei.

Bis 2045 sinken die gesamten Treibhausgasemissionen auf 4 Mt CO₂e (netto). Bis 2045 werden fast ausschließlich CO₂-freie und klimaneutrale Energieträger wie Strom, Wasserstoff, Fernwärme, feste Biomasse und Biogas eingesetzt. Den Nettoemissionen von 4 Mt CO₂e stehen brutto 38 Mt CO₂e gegenüber, diese sind v. a. auf Prozessemissionen und die Nutzung von Erdgas zurückzuführen. Der Einsatz technischer CO₂-Minderungsoptionen und -Senken kompensiert diese jedoch weitestgehend (siehe Kapitel 2.6.1).

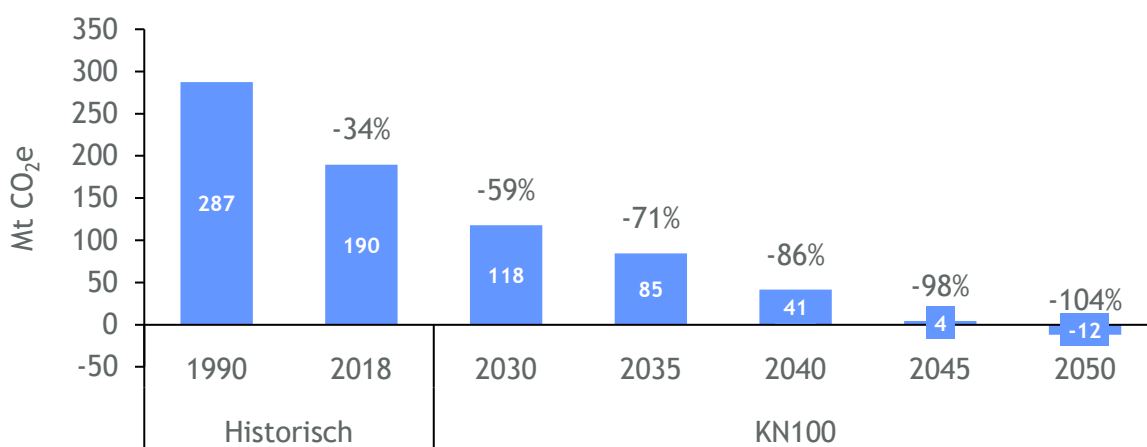


Abbildung 49: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Industriesektor

Prozessemissionen im Industriesektor

Die Prozessemissionen lagen im Jahr 2018 bei rund 63 Mt CO₂e. Unter prozessbedingten Emissionen werden die Treibhausgasemissionen gezählt, die nicht bei der energetischen Nutzung von Energieträgern entstehen, sondern die durch den Einsatz von Rohstoffen, wie z. B. fossile Gase oder Öle, durch chemische oder physikalische Umwandlung freigesetzt werden. Neben CO₂ können weitere Treibhausgase wie CH₄ oder N₂O freigesetzt werden.

Die wichtigsten Branchen sind Eisen & Stahl, Sonstige Industrie (inkl. HFKW²⁷) und Steine & Erden. Im Bereich **Eisen & Stahl** können durch den Wechsel von der Hochofenroute auf die Route über Eisenschwamm (Direct Reduced Iron; DRI-Route), unter Nutzung von Wasserstoff, Prozessemissionen nahezu vollständig vermieden werden. Im Bereich der **Sonstigen Industrie** verbleiben langfristig vor allem teilfluorierte Kohlenwasserstoffe (HFKW). Dabei wurde die EU F-Gase-Verordnung Nr. 517/2014 berücksichtigt, die die Verwendung dieser Gase zeitlich einschränkt (UBA, 2020a; Gschrey et al., 2020; Warncke et al., 2021). Im Bereich **Steine & Erden** sind

²⁷ HFKW, auch F-Gase genannt, sind Ersatzstoffe für HFCKW und damit Nachfolgestoffe für Ozone Depleting Substances (ODS). Anwendungsbereiche sind beispielsweise Kälte- und Klimaanlageanlagen sowie Schäume (Warncke et al., 2021).

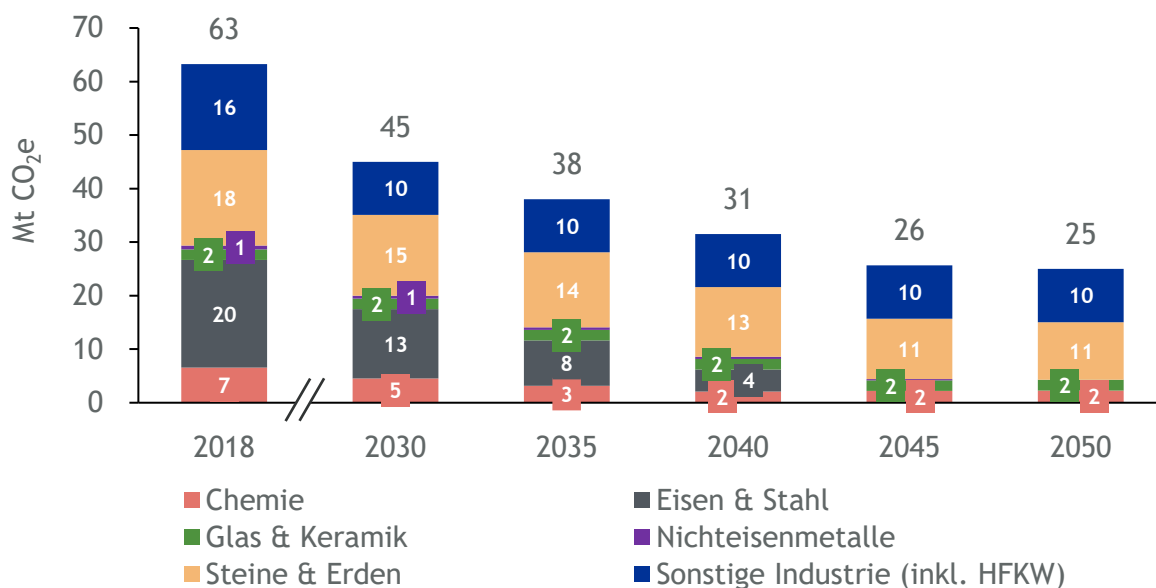


Abbildung 50: Entwicklung der Prozessemissionen nach Industrieranchen

Prozessemissionen nur schwer zu vermeiden. Diese fallen bspw. in der Zementindustrie bei der Entsäuerung von Kalkstein an. Für eine signifikante Reduzierung der Emissionen ist eine CO₂-Abscheidung nach derzeitigem Stand die einzige technologische Lösung. Der Einsatz neuer Betone, die den Klinker-Zement-Faktor reduzieren, sowie der Einsatz alternativer Bindemittel kann CO₂-Emissionen je Tonne Produkt reduzieren, jedoch nicht vollständig vermeiden. Verbleibende Prozessemissionen werden über technische CO₂-Vermeidung und Senken kompensiert.

2.2.7 Investitionen im Industriesektor

Bei der Betrachtung der Investitionen im Industriesektor werden ausgewählte Technologien der Chemieindustrie, der Stahlindustrie und der CO₂-Abscheidung berücksichtigt. Die betrachteten Investitionen entsprechen nur einem Teilausschnitt der gesamten Investitionen, die für die Verwirklichung des skizzierten Pfades zur Klimaneutralität im Jahr 2045 notwendig sind. Für die betrachteten Technologien wurden jährliche durchschnittliche Investitionen für das Szenario KN100 ermittelt.

In der Chemieindustrie wurden dabei das MTO-Verfahren, das MTA-Verfahren, die Methanolsynthese und die Biomassevergasung mit anschließender Methanolsynthese betrachtet. Bei der Stahlindustrie umfasst der Bilanzrahmen die wasserstoffbasierte Direktreduktion sowie Elektrolichtbogenöfen. Für die CO₂-Abscheidung wurden die beiden angewandten Verfahren Post-Combustion und Oxyfuel betrachtet. Unter Berücksichtigung der jährlichen Produktionsmengen in den Branchen, sowie Annahmen zu Investitionskosten und Lebensdauern wurden jährliche Neuinvestitionen berechnet. Eine Übersicht der zugrundeliegenden Annahmen zu Investitionskosten wird begleitend zu diesem Gutachten zum Download bereitgestellt.

In den Jahren 2021-2030 werden mit 1,2 Mrd. EUR/a die niedrigsten durchschnittlichen Investitionen getätigt, da frühestens ab 2026 die ersten Prozesse in der notwendigen industriellen Skalierung verfügbar sind. Speziell im Bereich wasserstoffbasierter Direktreduktion in der Stahlindustrie und der CO₂-Abscheidung werden im Szenario KN100 größere Investitionen in der zweiten Hälfte der 2020er Jahre getätigt.

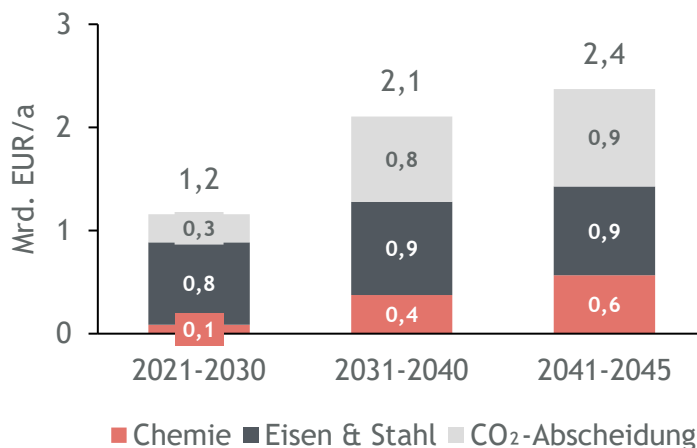


Abbildung 51: Jährliche durchschnittliche Investitionen für ausgewählte Technologien in der Industrie

Zwischen 2031 und 2040 steigen die durchschnittlichen Investitionen auf 2,1 Mrd. EUR/a an. Durch die verstärkte industrielle Skalierung der betrachteten Prozesse steigen die Neuinvestitionen entsprechend an.

Die höchsten durchschnittlichen Investitionen werden mit 2,4 Mrd. EUR/a zwischen 2041 und 2045 getätigt. Durch das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 zieht die Umstellung der Produktionsprozesse auf innovative Technologien im Vergleich zu den Vorjahren noch einmal an. Dies macht sich v. a. in den Bereichen CO₂-Abscheidung und Chemie bemerkbar.

Für den Aufbau der wasserstoffbasierten Direktreduktion (H₂-DRI) unter der Annahme notwendiger Neuinvestitionen für Elektrolichtbogenöfen (EAF) werden in der Stahlindustrie bis 2045 rund 21 Mrd. EUR investiert. Berücksichtigt sind dabei reine Investitionskoten für die Kernprozesse für H₂-DRI und EAF. Um im Jahr 2045 die benötigten CO₂-Abscheidungskapazitäten sicherzustellen, werden insgesamt rund 16 Mrd. EUR investiert. Zusätzlich sind jedoch noch Investitionen in eine entsprechende CO₂-Infrastruktur notwendig.

Die betrachteten Investitionen entsprechen nur einem Teilausschnitt der gesamten Investitionen, die für die Verwirklichung des skizzierten Pfades zur Klimaneutralität im Jahr 2045 notwendig sind. In den übrigen Industriebranchen werden ebenfalls vielfältige innovative Technologien eingesetzt, deren Investitionen sich jedoch nicht robust abschätzen lassen, da diese sich z. T. noch im Labor- oder Demonstrationsstatus befinden (z. B. inerte Anoden für die Aluminiumerzeugung oder Hybrid-Schmelzwannen in der Glasindustrie). Des Weiteren wäre für einen umfassenden Kostenbilanzrahmen eine detaillierte Abbildung von Querschnittstechnologien notwendig, z. B. Industrierärmepumpen und Wasserstoff-Brennwertkessel im Bereich der Prozesswärmeerzeugung. Ein weiterer Aspekt sind die, in dieser Studie nicht berücksichtigten, unsicheren und sehr heterogenen Kosten für die Realisierung von Energieeffizienzgewinnen. Ein umfassender Kostenbilanzrahmen der Industrie würde folglich um ein Vielfaches höhere Investitionen ausweisen.

2.3 Gebäudesektor

Die Emissionen im Gebäudesektor sind seit 1990 von 208 Mt CO₂e auf etwa 122 Mt CO₂e im Jahr 2018 gesunken. Dabei unterliegen die Emissionen starken witterungsbedingten Schwankungen. Aufgrund eines kalten Winters erreichten die Emissionen im Jahr 1996 mit 217 Mt CO₂e den höchsten Wert im Betrachtungszeitraum. Insgesamt gingen damit die Emissionen zwischen 1991 und 2018 um durchschnittlich ca. 3 Mt CO₂e pro Jahr zurück.

Das aktuelle Klimaschutzgesetz 2021 sieht vor, die Emissionen bis 2030 kontinuierlich auf 67 Mt CO₂e zu reduzieren und diese somit gegenüber 2018 etwa zu halbieren. Dies entspricht einem Rückgang von ca. 5 Mt CO₂e jährlich. Bis zum Jahr 2045 soll der Gebäudesektor dann klimaneutral sein.

Im Jahr 2020 wurde das Emissionsziel gemäß Klimaschutzgesetz von 118 Mt CO₂e um etwa 2 Mt CO₂e verfehlt. Der Gebäudesektor verfehlte damit als einziger Sektor die Zielvorgabe.

Der Gebäudesektor wird im ITG & FIW-Gutachterbericht (2021) ausführlich beschrieben. In diesem Kapitel werden die für das Verständnis der Energiesystemmodellierung relevanten Ergebnisse kurz zusammengefasst. Die Modellierung des Gesamtsystems und des Gebäudesektors erfolgt in enger Abstimmung. Das zentrale Ergebnis der Gebäudemodellierung ist die energieträgerspezifische Endenergieverbrauch des Gebäudesektors, welche in das EWI-Gesamtsystemmodell eingeht. Die Zusammensetzung der öl- und gasbasierten Energieträger basiert auf den Ergebnissen der Gesamtsystemmodellierung. Insbesondere die Verfügbarkeiten von klimaneutralen Energieträgern zur Deckung des Bedarfs an gasförmigen und flüssigen Brennstoffen werden in einem iterativen Prozess zwischen dem EWI-Gesamtsystemmodell und dem Gebäudemodell ermittelt.

Im Rahmen der Zusatzanalyse zu Gas- und Wasserstoffinfrastrukturen wird zudem analysiert, in welchem Umfang Wasserstoff zur Deckung des Bedarfs an gasförmigen Energieträgern beitragen kann und welche Implikationen für die Gas- und Wasserstoffinfrastruktur daraus entstehen.

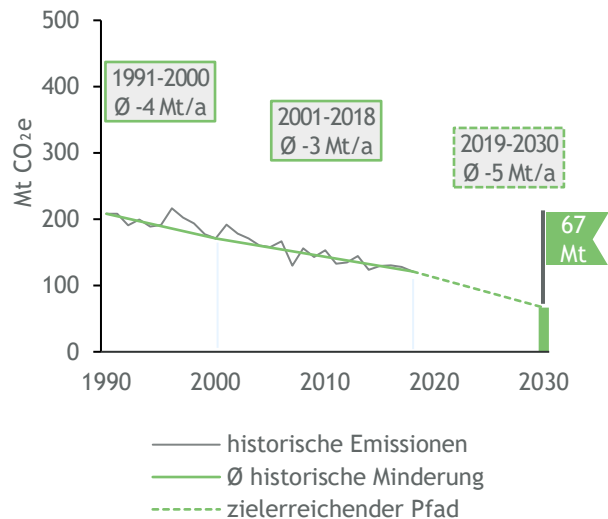


Abbildung 52: Historische Treibhausgasemissionen und das sektorale Klimaziel 2030 im Gebäudesektor

Gemäß ITG & FIW-Gutachterbericht (2021) ist für das Ziel eines klimaneutralen Gebäudebestandes im Jahr 2045 ein Dreiklang an Maßnahmen notwendig:

- Eine Verbesserung der energetischen Gebäudehülle reduziert den Energiebedarf
- Der Einsatz effizienterer und neuer Anlagentechnik, bspw. der Ausbau elektrischer Wärmepumpen oder die Steigerung der Anschlüsse an Wärmenetze
- Zusätzlich trägt auch der Einsatz synthetischer bzw. biogener Energieträger zur Erreichung der Klimaneutralität bei.

2.3.1 Entwicklung des baulichen Wärmeschutzes und der Beheizungsstruktur

Zur Steigerung der Effizienz im Bereich des **baulichen Wärmeschutzes** der Bestandsgebäude wird eine deutliche Steigerung der Sanierungsrate um 0,1 % pro Jahr unterstellt. Somit ergibt sich für das Jahr 2030 eine Sanierungsrate von 1,82 % pro Jahr. Dies entspricht etwa einer Verdopplung der Sanierungsrate im Vergleich zu den historischen Werten in der letzten Dekade. Nach 2030 steigt der Wert weiter auf 1,9 % pro Jahr an. Abbildung 53 zeigt die Entwicklung der Sanierungsrate für den gesamten Wohngebäudebestand. Die Sanierungsrate variiert je nach Gebäudetyp und wird im Detail im ITG/FIW-Gutachterbericht (2021) untersucht und diskutiert.

Weitere Analysen zur Anzahl modernisierter Wohneinheiten, der Entwicklung der Sanierungstiefe sowie der Entwicklung des Neubaustandards werden ebenfalls im ITG & FIW-Gutachterbericht (2021) dargestellt.

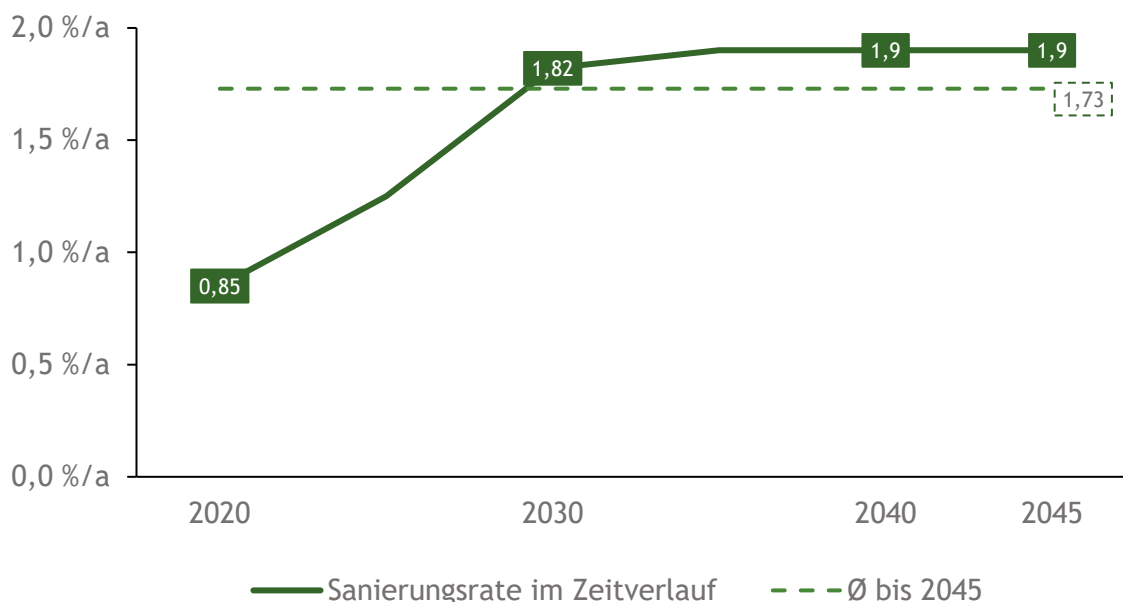


Abbildung 53: Entwicklung der Sanierungsrate im Wohngebäudebestand bis 2045

Quelle: ITG & FIW-Gutachterbericht (2021)

Zur Erreichung der sektoralen Klimaziele des Gebäudesektors ergibt sich weiterhin ein **intensiver Anlagenaustausch** im Bereich der Bestandsgebäude, insbesondere bis 2030. Abbildung 54 zeigt die resultierende Beheizungsstruktur im Szenario KN100 für Wohngebäude. Die Anzahl

gasbeheizter Gebäude geht bis 2045 im Vergleich zum Jahr 2020 um fast 30 % zurück. Im Jahr 2030 werden noch 9,9 Mio. Gebäude mit gasförmigen Energieträgern beheizt, im Jahr 2045 noch 7,7 Mio. Gebäude. Auch die Anzahl der Gebäude, die mit Öl bzw. flüssigen Brennstoffen beheizt werden, verringert sich im Zeitverlauf. Bis 2045 verringert sich die Anzahl der mit flüssigen Energieträgern beheizten Gebäude auf 1,2 Millionen, was einem Rückgang von etwa 78 % im Vergleich zu 2020 entspricht.

Auf der anderen Seite steht ein signifikanter Ausbau von Wärmepumpen, ein zunehmender

Anschluss von Gebäuden an Wärmenetze und eine steigende Anzahl von Biomasseheizungen. Bis zum Jahr 2030 steigt die Anzahl der Gebäude, die mit Wärmepumpen beheizt werden, bereits um das Vierfache an, bis zum Jahr 2045 sogar um das Neunfache auf insgesamt 9 Mio. Stück. Die Anzahl von Wohngebäuden mit zentraler Biomasseheizung verdoppelt sich von 2020 bis 2045. Die Anzahl der Gebäude, welche über Wärmenetze versorgt werden, steigt bis 2045 sukzessive auf 1,8 Mio. Gebäude. Dies entspricht einer Steigerung von ca. 40 %.

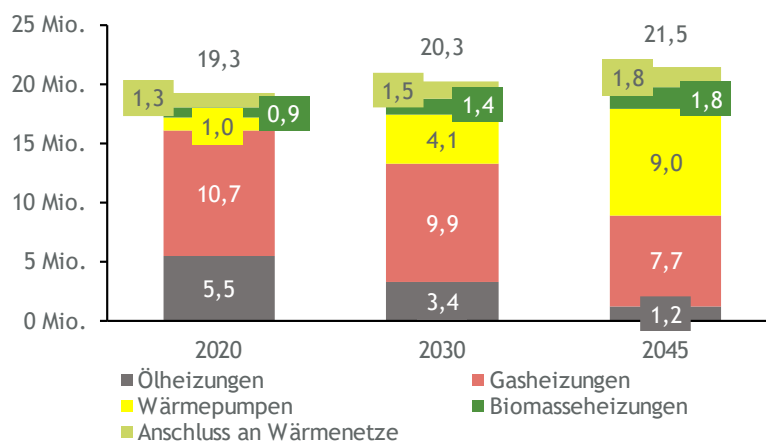


Abbildung 54: Beheizungsstruktur von Wohngebäuden bis 2045

Quelle: ITG & FIW-Gutachterbericht (2021)

2.3.2 Zukünftiger Einsatz von Wasserstoff im Gebäudesektor

Die Anzahl der Gasheizungen und die Höhe des Verbrauchs gasförmiger Energieträger sind das Ergebnis der Modellierung des Gebäudesektors durch ITG und FIW (ITG & FIW-Gutachterbericht, 2021). Die Zusammensetzung des gasförmigen Verbrauchs aus dem Gebäudesektor ändert sich im Zeitverlauf und wurde im Rahmen der ausführlichen Betrachtung der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur durch das EWI untersucht (siehe Kapitel 2.7.3).

Nach derzeitigem Wissensstand sind bestehende Gasbrennwertgeräte für einen Wasserstoffanteil von bis zu 20 Vol.-% geeignet (Klement et al., 2020; MARCOGAZ, 2019). Die Beimischung von Wasserstoff in Gasverteilnetze ist daher kurz- bis mittelfristig möglich. Im Jahr 2030 ist aufgrund der Systemträgheit allerdings kein direkter Wasserstoffeinsatz im Gebäudesektor vorgesehen. Die durchschnittliche Wasserstoffbeimischung liegt im Gesamtsystem im Jahr 2030 bei 5,8 Vol.-% (entspricht 1,8 Energie-%).

Es wird davon ausgegangen, dass für Beimischungen von mehr als 20 Vol.-% eine vollständige Umstellung des Verteilnetzabschnittes auf Wasserstoff kostengünstiger ist als eine kontinuierlich

zunehmende Beimischung²⁸. Im Rahmen der Studie wird angenommen, dass langfristig ein Großteil der Gasverteilnetze auf Wasserstoff umgestellt werden. 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 werden. Die Wasserstoffbeimischung steigt bis 2045 auf 12,8 Vol.-% (entspricht 4,3 Energie-%).

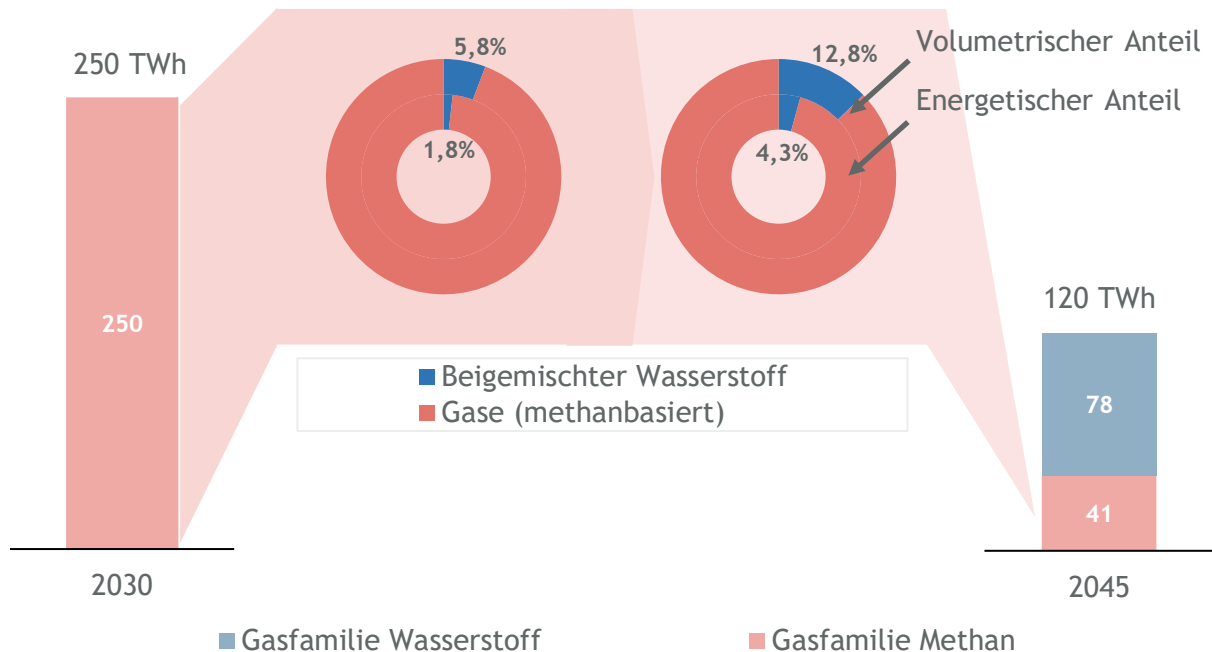


Abbildung 55: Verbrauch je Gasfamilie und Anteil der Wasserstoffbeimischung im Gebäudesektor

Die **Dauer der Marktraumumstellung** von der 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 und unterliegt zudem einer gewissen Systemträgheit. Die Systemträgheit hängt im Gebäudesektor insbesondere an der Wasserstofffähigkeit der Endgeräte. Typische Investitionszyklen betragen bei Heizungsanlagen etwa 20 Jahre. Die Markteinführung von 100 % wasserstofffähigen Gasbrennwertgeräten soll laut Herstellerangaben ab 2024 erfolgen (Viessmann, 2020). Bevor ein Netzabschnitt auf Wasserstoff umgestellt werden kann, müssen zunächst alle Endgeräte in diesem Netzabschnitt wasserstofffähig sein. Die Studie geht davon aus, dass Verteilnetzumstellungen von der 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.

²⁸ 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.

2.3.3 Endenergieverbrauch im Gebäudesektor

Im Vergleich zum Endenergieverbrauch im Jahr 2018 sinkt der Verbrauch bis 2045 um etwa 43 %. Heizöl und methanbasierte Gase werden dabei im Zeitverlauf durch Strom und Wasserstoff substituiert. Der Verbrauch von Fernwärme und fester Biomasse bleibt im Zeitverlauf etwa konstant. Die steigende Anzahl von Anschlüssen bzw. Heizungsanlagen wird durch den gleichzeitigen Rückgang des spezifischen Verbrauchs durch höhere Sanierungsaktivitäten etwa ausgeglichen.

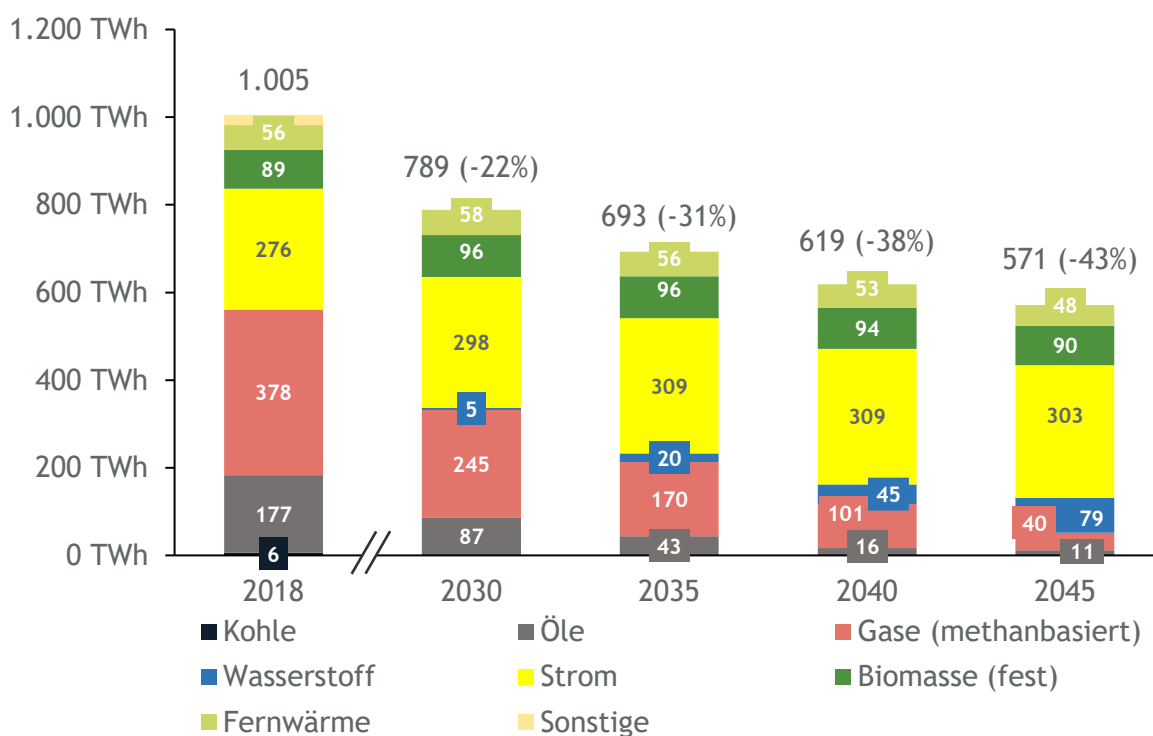


Abbildung 56: Endenergieverbrauch im Gebäudesektor nach Energieträger

Die Entwicklung des gesamten Endenergieverbrauchs des Gebäudesektors wird in Abbildung 56 dargestellt. Der Endenergieverbrauch beträgt im Jahr 2045 insgesamt noch 571 TWh. Der Verbrauch methanbasierter Gase sinkt sukzessive auf 40 TWh im Jahr 2045 und auch der Verbrauch von Heizöl sinkt auf 11 TWh im Jahr 2045. Ab 2030 wird auch im Gebäudesektor Wasserstoff verbraucht, zunächst in Form einer Beimischung von Wasserstoff in die Methanverteilnetze. Bis zum Jahr 2045 steigt der Wasserstoffverbrauch auf 79 TWh (78 TWh davon als direkte Nachfrage nach Wasserstoff, 1 TWh über Beimischung zu methanbasierten Gasen) an.

Der Stromverbrauch des Gebäudesektors steigt bis zum Jahr 2045 um etwa 10 % im Vergleich zu 2018 und beträgt im Jahr 2045 ca. 303 TWh. Der Verbrauch von Biomasse sinkt um 9 TWh zwischen 2018 und 2045 und beträgt 90 TWh im Jahr 2045. Auch im Bereich der Fern- und Nahwärme sinkt der Energieverbrauch trotz der steigenden Anschlüsse um 8 TWh von 2018 bis 2045 und beträgt 48 TWh im Jahr 2045. Zentraler Treiber für den Rückgang der Fernwärmefachfrage sowie den, im Verhältnis zur deutlich steigenden Anzahl der Wärmepumpen, geringen Anstieg des Stromverbrauchs ist die energetische Gebäudesanierung.

Infobox 7: Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)

Der GHD Bereich umfasst analog zu Sonstige Industrie sehr heterogene Produkte und Branchen. Für die Prozessenergien (Prozesswärme, -kälte und mechanische Energie) im Bereich GHD wurde aufgrund der hohen Vergleichbarkeit der Transformationspfad im Sektormodul Industrie definiert, dieser zählt gemäß den Vorgaben des Klimaschutzgesetzes 2021 bilanziell in den Gebäudesektor.

Für Prozessenergien wurden im Jahr 2018 rund 113 TWh Energieträger verbraucht. Hiervon wurden 51 % über Strom, 33 % über Öle und rund 10 % über methanbasierte Gase gedeckt. Bis 2045 sinkt der gesamte Endenergieverbrauch um 26 % auf 83 TWh. Der Anteil des Stromverbrauchs nimmt dabei zu, da speziell im Niedrig- bis Mitteltemperaturbereich bereits früh strombasierte Technologien die Energieträger Kohle und Öl ablösen.

Die Annahmen zu Produktionswachstum und Energieeffizienz wurden analog zur Sonstigen Industrie (siehe Kapitel 2.2.2) im Industriesektor festgelegt und orientieren sich an den sektorübergreifenden Annahmen zum BIP-Wachstum (siehe Kapitel 1.3.6) und der Energieeffizienzstrategie der Bundesregierung (BMW, 2019). Im Bereich GHD werden bis 2045 ein kumuliertes Produktionswachstum von 28 % und kumulierte Energieeffizienzgewinne von rd. 45 % angenommen.

Entwicklung der Energieträgerzusammensetzung

Neben dem Rückgang des Endenergieverbrauchs ändert sich auch die Zusammensetzung der öl- bzw. gasbasierten Kraftstoffe (siehe Kapitel 2.4.7). Hierbei spielen biogene Brennstoffe und in der langen Frist auch synthetisch hergestellte Brennstoffe wie Heizöl eine wichtige Rolle. Während methanbasierte Gase im Jahr 2030 zu fast 90 % fossil und die verbleibenden 10 % biogen bereitgestellt werden, kehrt sich dieses Verhältnis im Betrachtungszeitraum um. Im Jahr 2045 werden noch etwa 11 TWh fossiles Erdgas genutzt, während etwa 30 TWh biogen bereitgestellt wird. Der absolute Verbrauch biogener Gase steigt im Zeitverlauf kaum, da der gesamte Bedarf an methanbasiertem Gas von 245 TWh im Jahr 2030 auf 40 TWh im Jahr 2045 sinkt. Auch der absolute Verbrauch flüssiger Energieträger sinkt im Zeitverlauf von 87 TWh im Jahr 2030 auf 11 TWh im Jahr 2045. Flüssige Energieträger bestehen im Jahr 2030 vollständig aus konventionellem Heizöl. Im Jahr 2045 spielt konventionelles Öl keine Rolle mehr und der Bedarf an flüssigen Energieträgern wird zu 80 % synthetisch und zu etwa 20 % biogen gedeckt.

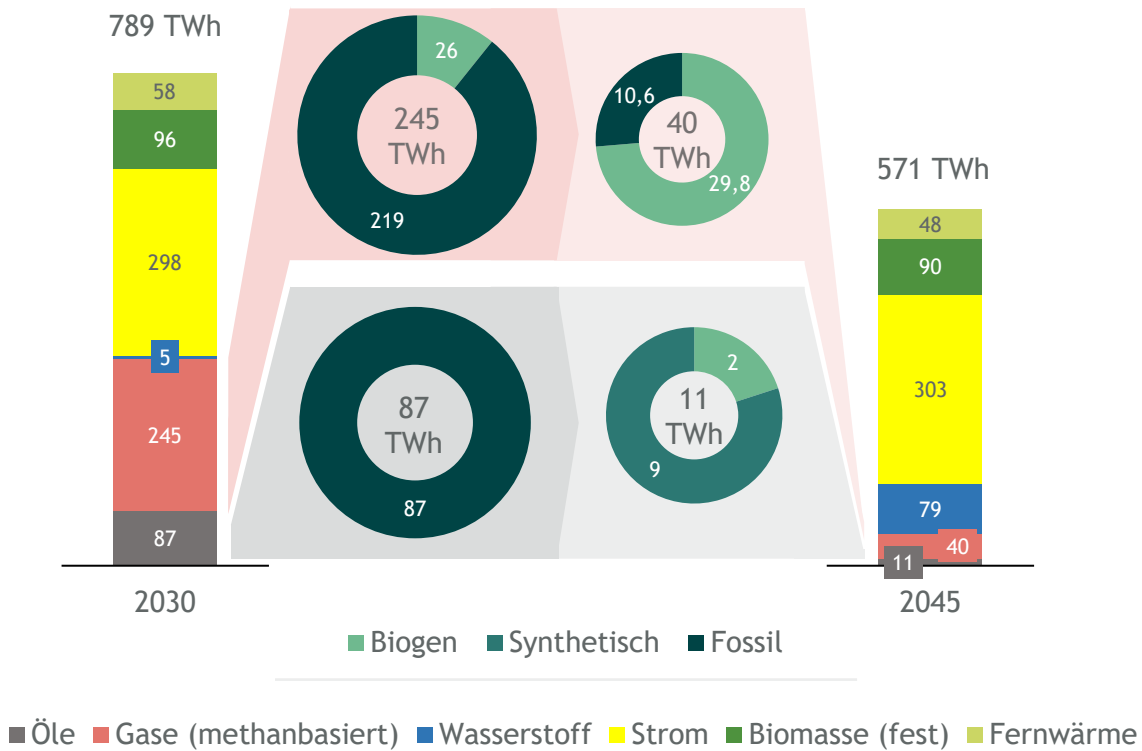


Abbildung 57: Zusammensetzung flüssiger und gasförmiger Energieträger im Gebäudesektor

2.3.4 Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor

Die Verbesserung der energetischen Gebäudehülle, der Einsatz effizienterer und neuer Anlagentechnik und der Einsatz synthetischer bzw. biogener Energieträger resultieren in einem sukzessiven Rückgang der Treibhausgasemissionen. Bis 2030 sinken die Emissionen um 68 % im Vergleich zu 1990. Damit werden die Emissionen im Gebäudesektor auf 67 Mt CO₂e reduziert und das sektorale Klimaziel gemäß Klimaschutzgesetz für das Jahr 2030 wird erreicht.

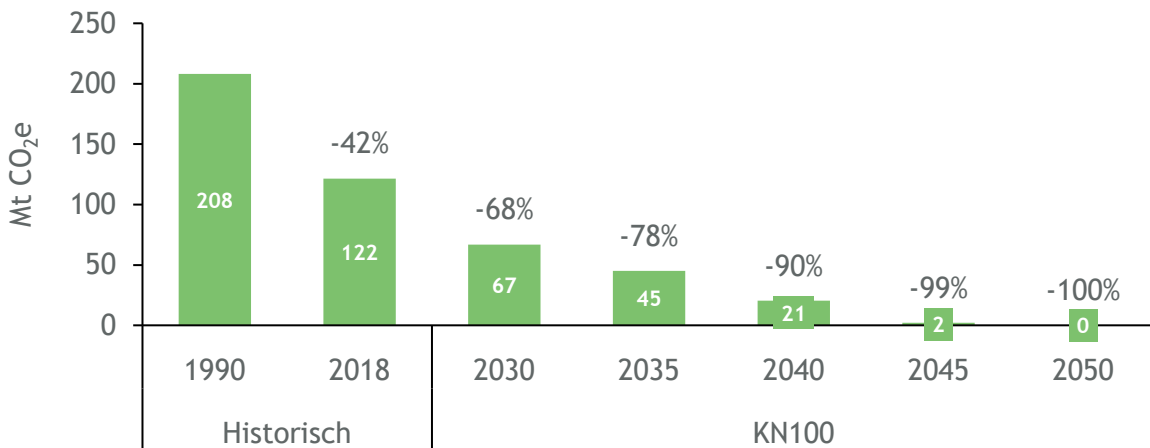


Abbildung 58: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor

Bis zum Jahr 2045 findet eine Verringerung der Emissionen bis auf 2 Mt CO₂e statt. Die verbleibenden Emissionen resultieren aus dem Einsatz von fossilem Erdgas. Für die Erreichung der Klimaneutralität werden die verbleibenden Emissionen durch technische und natürliche Senken in anderen Sektoren kompensiert (siehe Kapitel 2.6.1).

2.4 Energiesektor

2.4.1 Politische und technische Rahmenbedingungen

Im KN100-Szenario wird die europäische Energiebereitstellung bis 2050 entsprechend des *European Green Deal* klimaneutral, in Deutschland gemäß den Vorgaben des Klimaschutzgesetzes 2021 bereits bis zum Jahr 2045. Das bedeutet: Bei der Erzeugung von Strom und Fernwärme, aber auch bei der Bereitstellung anderer Energieträger für den Endverbrauch oder den Energiesektor dürfen keine Treibhausgase emittiert werden oder diese müssen durch technische oder natürliche CO₂-Senken bilanziell ausgeglichen werden. Für die europäische Energiebranche bedeutet das eine Umstellung der Energiebereitstellung weg von konventionellen Brennstoffen wie Öl, Kohle und Erdgas hin zu Erneuerbaren Energieträgern. Dafür muss sowohl der Kraftwerkspark transformiert als auch eine Wasserstoffwirtschaft bzw. ein globaler Handel von Wasserstoff-Folgeprodukten wie (flüssigen) synthetischen Energieträgern aufgebaut werden.

Die Entwicklungen in den Endverbrauchssektoren geben die Rahmenbedingungen für die Energiebereitstellung vor: Wenn dort herkömmliche Brenn- und Kraftstoffe durch Strom und Fernwärme oder Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukte ersetzt werden, müssen diese durch den Energiesektor klimaneutral bereitgestellt werden.

Wie der Energiesektor das Ziel der Klimaneutralität erreicht, wird durch eine Vielzahl von politischen Programmen und Maßnahmenpaketen beeinflusst. Diese sind wegweisend bei der Transformation des Kraftwerksparks in der Strom- und Wärmeerzeugung, aber auch für den Hochlauf von Wasserstoff und Folgeprodukten.

Die bestehenden politischen Rahmenbedingungen formen daher auch das KN100-Szenario der vorliegenden Studie und fließen als Annahmen in die Modellierung des Szenarios ein.

Neben den EU-weiten Regelungen ist für den Energiesektor in Deutschland vor allem das Klimaschutzgesetz der Bundesregierung maßgebend. So gibt es - analog zu den anderen Sektoren - ein Sektorziel für die Energiewirtschaft: Bis 2030 muss der Energiesektor seine Emissionen auf 108 Mt CO₂e senken. Das bedeutet bis 2030 eine Verringerung um durchschnittlich ca. 17 Mt CO₂e im Jahr. Das Erreichen des Sektorziels 2030 für die Energiewirtschaft, wie auch für die anderen Sektoren, ist eine der zentralen Annahmen im

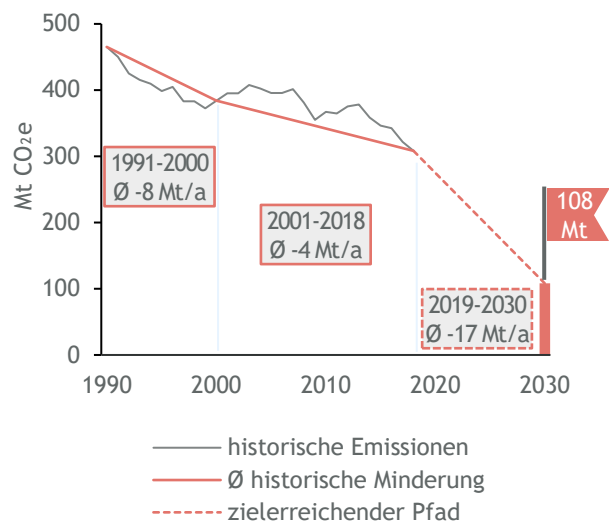


Abbildung 59: Historische Treibhausgasemissionen und das sektorale Klimaziel 2030 im Energiesektor

KN100-Szenario. Nach 2030 sind keine sektorale Klimaziele hinterlegt, sondern sektorenübergreifende Klimaziele, die auf das Ziel Klimaneutralität im Jahr 2045 hinlaufen.

Die EU (inkl. Norwegen, Schweiz, Großbritannien) ist im KN100-Szenario bis 2050 klimaneutral. Welche CO₂-Vermeidungsoptionen im KN100-Szenario zum Einsatz kommen, ergibt sich als Ergebnis der Energiesystemmodellierung unter Berücksichtigung der verschiedenen Klimaziele sowie der weiteren politischen und technischen Rahmenbedingungen. Der Europäische Emissionshandel für den Energie- und Industriesektor wird aufgrund der sektorenübergreifenden Definition der Klimaziele nicht explizit abgebildet.

Wichtiger Baustein der Klimaschutzbestrebungen insbesondere mit Blick auf die Stromerzeugung ist ein ambitionierter Ausbau bei den Erneuerbaren Energien. Dieser wird in Deutschland bereits seit 1990 mit dem *Stromeinspeisegesetz*, seit dem Jahr 2000 mit dem *Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)* gefördert. Das EEG regelt, dass Strom aus Erneuerbaren Energien vorrangig abgenommen wird und organisiert die finanzielle Förderung von Erneuerbare Energien (EE) Anlagen über garantierte Vergütungssätze. Aktuell plant die die Bundesregierung für 2030 einen EE-Anteil von mindestens 65 % am Bruttostromverbrauch. Um dies zu erreichen, legen das *EEG 2021* und das *WindSeeG 2021*²⁹ konkrete Ausbauziele für Erneuerbaren Energien fest. Die Photovoltaik soll von 54 GW im Jahr 2020 bis auf 100 GW im Jahr 2030 ausgebaut werden. Auch die Windenergie auf See soll gegenüber 2020 (7 GW) deutlich ausgebaut werden und 20 GW im Jahr 2030 erreichen. Bei der Windenergie an Land ist ein Ausbau von 54 GW im Jahr 2020 auf 71 GW bis 2030 vorgesehen. Auch die EU gibt mit der *EU Offshore Renewable Energy Strategy* ein Ziel für die Windenergie auf See aus. Bis 2050 soll die insgesamt installierte Kapazität 300 GW (ggü. 25 GW im Jahr 2020) betragen.

Im KN100-Szenario müssen die Ausbauziele des *EEG 2021* und des *WindSeeG 2021* bzw. der EU-Offshore-Strategie erfüllt oder übertroffen werden. Begrenzt wird der Ausbau allerdings durch die unterstellten Flächenpotenziale. Im KN100-Szenario stehen insgesamt 2 % der Bundesfläche für Windenergieanlagen zur Verfügung. Die Qualität der Windstandorte wird im Modell entsprechend lokalen Windgegebenheiten regional differenziert. Auf See wird ein Potenzial von insgesamt 54 GW in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone unterstellt. Auch für Solaranlagen werden im KN100-Szenario Potenzialgrenzen hinterlegt und regionale Qualitätsunterschiede für die unterschiedlichen Standorte abgebildet. Für Dachanlagen wird von insgesamt 1.630 km² verfügbarer Dachfläche auf Wohngebäuden und Nichtwohngebäuden ausgegangen. Diese Schätzung geht davon aus, dass unter Berücksichtigung von Verschattung und Tagfähigkeit sowie Windlasten 50 % der geeigneten Flachdächer, sowie 30 % der geeigneten Schrägdächer belegt werden können. Für Freiflächen-Anlagen wird ein Potenzial von 3.150 km² angenommen. Dies entspricht weniger als 1 % der Bundesfläche und in keinem Bundesland mehr als 1,5 % der Fläche.³⁰

Wichtiger Bestandteil der Klimaschutzpolitik der Bundespolitik ist weiterhin der geplante Kohleausstieg bis spätestens 2038. Nach dem festgelegten Kohleausstiegspfad soll die installierte Kapazität von Braun- und Steinkohle bis 2022 nicht mehr als jeweils 15 GW betragen. Das bedeutet eine Reduktion um mindestens 3 und 6 GW respektive gegenüber 2019. Bis 2030 dürfen noch

²⁹ Der Ausbau von Offshore-Windenergie ist seit 2017 im Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (WindSeeG) geregelt.

³⁰ Die Annahmen zu den Flächenpotentialen für PV-Anlagen wurden basierend auf den Green-Szenarien der RESCUE-Studie des Umweltbundesamtes getroffen. Die Annahmen zu EE-Potentialen sowie eine Übersicht weiterer Parameter und Annahmen werden begleitend zu diesem Gutachten zum Download bereitgestellt.

höchstens 9 GW Braunkohle und 8 GW Steinkohle am Netz sein. Im KN100-Szenario bildet der Kohleausstiegspfad die Obergrenze für die Kohlekraftwerkskapazitäten, kann aber unterschritten werden, wenn die Umsetzung der Klimaziele dies erfordert.

Es wird ferner unterstellt, dass im KN100-Szenario der nötige Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze durchgeführt werden kann. Der resultierende Netzausbaubedarfs und die damit verbundenen Kosten werden im Rahmen einer Netzmodellierung abgeschätzt. Mindestens werden jedoch die Maßnahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) wie geplant umgesetzt. (siehe Kapitel 2.7.1 und 2.7.2)³¹. Zusätzlich werden im KN100-Szenario die europäischen Stromhandelskapazitäten gemäß des *Ten-Year Network Development Plan 2020*, der ENTSO-E (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber) und der ENTSO-G (Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas) weiter ausgebaut.

Im KN100-Szenario werden außerdem technologische Innovationen, insbesondere in Form von Kostendegressionen für verschiedene Technologien, unterstellt. So sinken die Investitionskosten für Offshore- und PV-Anlagen, sowie auch für Batteriespeicher um mehr als ein Drittel bis 2045. Für Wind Onshore wird eine weitere Kostendegression im Bereich von 10 % bis 2045 unterstellt. Für PV sowie Windenergie an Land werden außerdem Lerneffekte angenommen, die bis 2045 aufgrund von Effizienzgewinnen bei der Umwandlung der Solareinstrahlung bzw. des Winddargebots in elektrische Energie zu etwas höheren Volllaststunden für diese beiden Technologien führen (+2 % bei PV, +4 % bei Wind Onshore ggü. heute).

Bis Ende der 2020er Jahre sollen außerdem wasserstofffähige Gaskraftwerke - also Anlagen, die mit bis zu 100 % Wasserstoff betrieben werden können - die Marktreife erlangen. Zudem können Gaskraftwerke, die heute errichtet und geplant werden, laut Herstellerangaben „H2-ready“ konzipiert werden. Dies bedeutet, dass eine spätere Umrüstung zur Wasserstofffähigkeit mit begrenztem Aufwand möglich ist. Im KN100-Szenario sind neu zugebaute Gaskraftwerke ab dem Zieljahr 2030 wasserstofffähig. Bei Kraftwerken, die bis 2030 neu installiert werden, ist die Umrüstung entsprechend in den Kostenannahmen berücksichtigt. Zudem wird unterstellt, dass die notwendige Wasserstoff-Transportinfrastruktur rechtzeitig aufgebaut werden kann (siehe Kapitel 2.7.3).

Auch in den anderen Sektoren können perspektivisch Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukte wie z. B. Power-to-Liquid und synthetisches Methan eingesetzt werden. Bezüglich der Erschließung von Wasserstoff und Folgeprodukten gibt es eine Reihe von politischen Maßnahmen und Absichtserklärungen, die die Weichen für einen Produktionshochlauf stellen. Die Wasserstoffstrategie der Europäischen Union sieht bis 2024 einen Elektrolyse-Zubau auf 6 GW (gegenüber ca. 1 GW in 2021), bis 2030 sogar auf 40 GW vor. Die Bundesregierung plant mit der im Jahr 2020 beschlossenen *nationalen Wasserstoffstrategie* den Produktionshochlauf in Deutschland. Bis 2030 sollen Elektrolyseure mit einer Kapazität von mindestens 5 GW in Betrieb genommen werden. Dieser Mindestausbau wird auch für das KN100-Szenario unterstellt. Zudem sinken im KN100-Szenario Investitionskosten für Elektrolyseure um ca. die Hälfte bis 2045.

³¹ Die Netzmodellierung wurde durch das Institut ef.Ruhr durchgeführt.

Im Gegensatz zu grünem Wasserstoff aus Elektrolyse wird im KN100-Szenario kein blauer Wasserstoff in Deutschland hergestellt. Zwar wird in der der Industrie bereits heute (grauer) Wasserstoff durch Spaltung von Erdgas in CO₂ und Wasserstoff in der Dampfreformierung gewonnen. Emissionsarm und damit langfristig nutzbar ist dieser Wasserstoff nur, wenn das entstehende CO₂ abgeschieden und gespeichert wird (engl. Carbon Capture and Storage, CCS). Aus Gründen mangelnder Akzeptanz für die Speicherung von CO₂ - in Deutschland wird im KN100-Szenario die „Carbon Capture and Storage“-Technologie möglichst nur dort eingesetzt, wo die vollständige Vermeidung von Treibhausgasemissionen unter heutigen Technologien Gesichtspunkten nicht (oder nur mit hohen Kosten und Anstrengungen) möglich ist. Beim Wasserstoff ist dies nicht der Fall, da grüner Wasserstoff eine solche Alternative darstellt. Im KN100-Szenario, so die Annahme im Transformationspfad der Industrie, werden daher in Deutschland bestehende Dampfreformer nicht mit CCS-Technologie nachgerüstet und auch keine neuen konventionellen Dampfreformer zugebaut.

Zusätzlich zum heimischen Potenzial wird angenommen, dass Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukte aus Ländern mit guten EE-Verfügbarkeiten und niedrigen Wasserstoff-Gestehungskosten importiert werden können. Auch blauer Wasserstoff kann aus dem Ausland importiert werden. Die dafür entstandenen CO₂-Emissionen werden allerdings gemäß der für diese Studie gewählten Bilanzierungsmethodik in Deutschland bilanziert (siehe Kapitel 1.3.1). Für den Pipeline-Transport wird unterstellt, dass bestehende Gas-Pipelines umgewidmet werden können.

Türkiser Wasserstoff, d. h. mittels Methanpyrolyse erzeugter Wasserstoff, wird im KN100-Szenario annahmegemäß nicht erzeugt bzw. eingesetzt. Grund dafür ist die mit der Marktreife der Technologie verbundene Unsicherheit, wodurch eine belastbare Prognose über Kosten und Verfügbarkeiten aktuell nicht möglich ist.

Mit Blick auf flüssige synthetische Kraftstoffe bzw. Power-to-Liquid wurde in der kürzlich veröffentlichten *PtL-Roadmap. Nachhaltige strombasierte Kraftstoffe für den Luftverkehr in Deutschland*, einer gemeinsamen Erklärung von Politik- und Wirtschaft, folgendes Ziel ausgerufen: Bis 2030 sollen mindestens 200.000 t synthetisches Kerosin eingesetzt werden. 200.000 t. bzw. ca. 4 TWh entsprechen in etwa 2 % des in Deutschland getankten Kraftstoffes und damit der Quote, die die *Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II)* der EU für strombasierte flüssige Kraftstoffe festlegt. Die Ziele der *PtL-Roadmap* bzw. der *RED II* bilden die Untergrenze für den Einsatz von PtL-Kraftstoffen im Jahr 2030 im KN100-Szenario. Für PtL-Importe wird unterstellt, dass diese per Schiff und LKW oder über vorhandene stationäre Infrastruktur transportiert werden können.

Zusätzlich wird im KN100-Szenario ein Potenzial für klimaneutrale biogene Brenn- und Kraftstoffe in der Größenordnung von 280-330 TWh/a, inklusive Importe, unterstellt. Analog zu den Vorgaben der *Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II)* werden nach 2030 im Verkehrssektor keine Biokraftstoffe, bei deren Herstellung Futtermittelpflanzen genutzt werden. Die Potenziale zum Anbau von Energiepflanzen für die Herstellung biogener Brenn- und Kraftstoffe in Deutschland werden durch die Flächenkonkurrenz im Anbau mit der Landwirtschaft begrenzt. Der Flächenbedarf der Landwirtschaft ist durch den exogen angenommenen Pfad für diesen Sektor

vorgegeben. Die Flächenverfügbarkeit für den Anbau von Energiepflanzen und die Verfügbarkeit von Waldholz für die energetische Nutzung wird außerdem durch die Maßnahmen zur Erhaltung natürlicher Kohlenstoffsinken im LULUCF-Sektor³² beeinflusst, in dem Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft zusammengefasst sind. Laut Klimaschutzgesetz soll der LULUCF-Sektor der für das Jahr 2045 eine Senkenleistung von -40 Mt CO₂e (ggü. netto rund -18 Mt CO₂e in 2018) erreichen. Die Senkenleistung des LULUCF-Sektors kann, wie im Klimaschutzgesetz vorgesehen, für das Ziel Klimaneutralität im KN100-Szenario angerechnet werden und Restemissionen in anderen Sektoren ausgleichen. Die zur Zielerreichung nötigen Maßnahmen im LULUCF-Sektor und die resultierenden heimischen Biomassepotenziale wurden vom Öko-Institut ermittelt und werden in Öko-Institut-Kurzgutachten (2021) detailliert dargestellt.

Neben den natürlichen Senken in Wäldern, Mooren und Anderen können auch technische Senken, wie die oben bereits angesprochene CCS-Technologie, Negativemissionen erzeugen. Dabei ist sowohl eine Abscheidung an Punktquellen wie Kraftwerken, bei der thermischen Abfallbehandlung und bei Industrieanlagen, als auch eine Abscheidung aus der Luft denkbar. Das abgeschiedene CO₂ muss dann entweder gespeichert oder genutzt werden - bspw. für industrielle Prozesse oder die Herstellung von synthetischem Methan oder flüssigen Energieträgern.

2.4.2 Endenergieverbrauch der Sektoren Verkehr, Industrie und Gebäude

Der Endenergieverbrauch der Sektoren Verkehr, Industrie und Gebäude sinkt im KN100-Szenario bis 2030 um etwa 20 % und bis 2045 um etwa 41 % gegenüber 2018.

Im **Verkehrssektor** geht der Endenergieverbrauch von 762 TWh im Jahr 2018 bis zum Jahr 2030 um ca. 30 % zurück. Bis 2045 findet ein weiterer Rückgang um 57 % gegenüber 2018 statt, der Endenergieverbrauch beträgt dann noch 328 TWh. Grund für den Rückgang ist vor allem die Elektrifizierung im Personenverkehr: Es findet eine teilweise Verlagerung (z. B. von Inlandsflügen oder dem PKW-Verkehr) auf umweltfreundlichere Verkehrsträger wie den öffentlichen Straßenpersonennahverkehr oder den Schienenverkehr statt. Im PKW-Bereich erfolgt eine starke Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen. Bis 2030 sind bereits 14 Mio. und bis 2045 ca. 36 Mio. Elektro-PKW im deutschen Fahrzeugbestand. Der Stromverbrauch steigt in diesem Zuge von 12 TWh im Jahr 2018 auf 55 TWh 2030 und 110 TWh 2045. Im Schwerlastverkehr kommt ab 2030 verstärkt Wasserstoff zum Einsatz, insgesamt werden 2045 ca. 59 TWh klimafreundlicher Wasserstoff im Verkehr eingesetzt. Die Nachfrage nach konventionellem Diesel, Benzin und Kerosin geht sukzessive zurück, Restnachfragen werden 2045 biogen oder synthetisch gedeckt.

In der **Industrie** sinkt der Endenergieverbrauch von 722 TWh im Jahr 2018 um 12 % bis 2030 und um insgesamt 20 % bis 2045. Der Rückgang wird durch innovative Prozesstechnologien,

³² LULUCF steht für "Land use, land use change and forestry", also Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft

Energieeffizienzsteigerungen, Veränderungen der Produktionsmengen und höhere Recyclingquoten erreicht. Beispielsweise sorgen neue Prozesstechnologien wie die wasserstoffbasierte Direktreduktion für signifikante Einsparungen von Treibhausgasemissionen in der Stahlproduktion und substituieren den Einsatz von Kohle in der Hochofenroute. Effizienzsteigerungen führen branchenübergreifend zu einer Reduktion des Endenergieverbrauchs. Durch einen Wechsel auf strombasierte Technologien im Bereich Niedrigtemperaturwärme und den Einsatz stromintensiver Verfahren, wie z. B. dem MTO/MTA-Verfahren, in der Chemieindustrie steigt der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch der Industrie von 31 % im Jahr 2018 auf 54 % im Jahr 2045. Auch der Verbrauch von Wasserstoff nimmt zu. 2045 werden im Industriesektor 88 TWh Wasserstoff energetisch genutzt, hinzu kommen nichtenergetische Nachfragen in Höhe von 103 TWh. Bis 2045 wird im Industriesektor keine Kohle mehr eingesetzt, auch die Anteile von Erdgas gehen deutlich zurück.

Im **Gebäudesektor** sinkt der Endenergieverbrauch von 1.005 TWh im Jahr 2018 um über 20 % bis 2030 und um 43 % bis 2045. Insgesamt beträgt der Endenergieverbrauch des Gebäudesektors im Jahr 2045 noch 571 TWh. Der Rückgang wird unter anderem durch einen Anstieg der Gebäudesanierungsrate von heute 0,85 %/a auf 1,9 %/a und den Austausch ineffizienter Heizungstechnologien erreicht. Vor allem gehen die Verbräuche von Heizöl und methanbasierten Gasen zurück. Ab 2030 wird auch 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 nach Wasserstoff, kleinere Mengen über Beimischung zu methanbasierten Gasen). Im Jahr 2030 werden in Wohngebäuden ca. 4,1 Mio. und im Jahr 2045 ca. 9 Mio. Wärmepumpen betrieben. Der Stromverbrauch des Gebäudesektors steigt in diesem Zuge um 10 % bis 2045 an und beträgt im Jahr 2045 ca. 303 TWh. Der Fernwärmebedarf des Gebäudesektors bleibt zunächst in etwa auf heutigem Niveau (56 TWh) und sinkt ab 2035 bis auf 48 TWh im Jahr 2045. Zwar steigt die Zahl der an die Fernwärme angeschlossenen Gebäude bis 2045 um 43 % gegenüber 2020. Allerdings werden vornehmlich gut gedämmte Neubauten, die einen niedrigeren Energiebedarf haben, zusätzlich an Fernwärmenetze angeschlossen. Zusätzlich werden Bestandsgebäude mit Fernwärmeanschluss saniert, sodass sich ein insgesamt sinkender Fernwärmebedarf ergibt.

Insgesamt findet beim **Endenergieverbrauch** also eine Verlagerung weg von konventionellen Energieträgern und hin zu Strom und Wasserstoff statt. Bereits bis 2030 geht die aggregierte Nachfrage nach Kohle, Ölen und methanbasierten Gasen³³ um 39 % gegenüber 2018 zurück. Die Nachfrage nach Ölen (-42 %) sinkt überproportional, vor allem, weil im Verkehr weniger konventionelle Kraftstoffe wie Diesel und Benzin (-40 %) sowie im Gebäudesektor weniger Heizöl (-50 %) nachgefragt werden. 2045 haben Öle und methanbasierte Gase noch einen Anteil von 18 % an der Endenergienachfrage, Kohle wird nicht mehr als Endenergieträger genutzt. 2045 müssen die Öl- und Gasbedarfe klimaneutral, d. h. durch biogene oder synthetische Energieträger,

³³ Öle sind inklusive synthetischer und biogener Anteile, methanbasierte Gase sind inklusive synthetischer und biogener Anteile, exklusive Wasserstoff zu verstehen

gedeckt werden oder die Restemissionen aus der energetischen Nutzung durch Treibhausgas-senken ausgeglichen werden, um das Ziel Klimaneutralität zu erreichen.

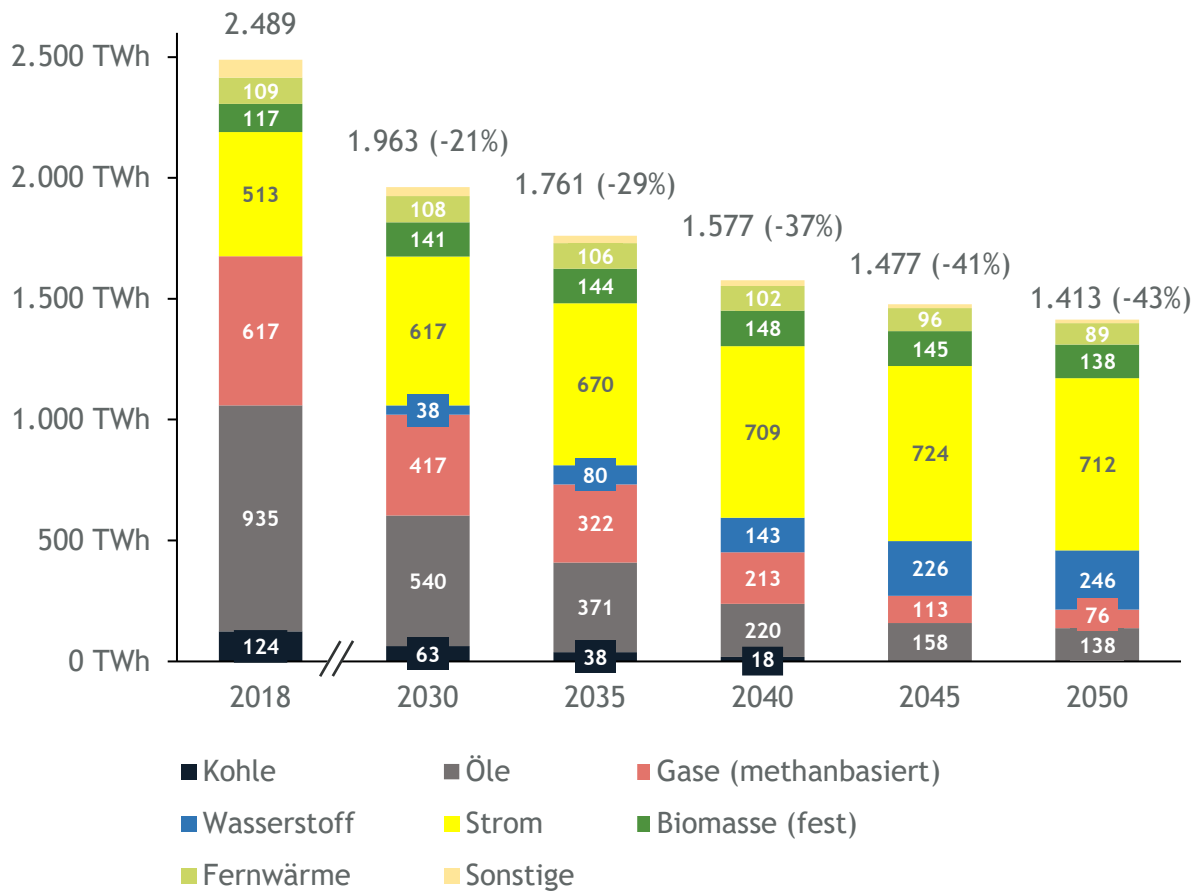


Abbildung 60: Aggregierter Endenergieverbrauch der Verbrauchssektoren nach Energieträgern

Durch die Elektrifizierung von Endenergieanwendungen und sinkender Nachfrage nach konventionellen Energieträgern steigt der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch von 21 % im Jahr 2018 auf 31 % im Jahr 2030. Damit wird Strom zum wichtigsten Endenergeträger. Im Jahr 2045 macht Strom fast 50 % des Endenergieverbrauchs aus. Die Wasserstoffnachfrage der Endverbrauchssektoren steigt bis 2045 auf 226 TWh. Damit wird Wasserstoff mit einem Anteil von etwa 15 % der zweitbedeutendste Endenergeträger nach Strom.

Wie auch die Fernwärmenachfrage bleibt die Nachfrage nach festen biogenen Brennstoffen in etwa auf heutigem Niveau. Holz und andere feste Biomassen werden insbesondere in der Industrie, aber auch zur CO₂-Vermeidung z. B. bei Gebäuden ohne Fernwärme- oder Gasnetzanschluss eingesetzt.

Infobox 8: Sektorale Bereitstellung klimaneutraler Brenn- und Kraftstoffe

Die Energiebereitstellung und damit auch die Bereitstellung klimaneutraler Brenn- und Kraftstoffe im KN100-Szenario ist Ergebnis der Energiesystemmodellierung, erfolgt also kostenoptimal unter der Berücksichtigung der Annahmen zu Kosten und Potenzialen. Die Verteilung der klimaneutralen Energieträger auf die Endverbrauchssektoren wird vor allem durch die sektoralen Klimaziele und die Bedarfe nach Ölen und Gasen in den einzelnen Sektoren bedingt. Klimaneutrale Brenn- und Kraftstoffe können sowohl synthetischer Natur sein (Wasserstoff und Folgeprodukte) als auch biogen (Biogase, biogenes Öl) bereitgestellt werden.

In der Modellierung ergibt sich je Sektor ein Mix biogener, synthetischer und konventioneller Bestandteile. Die Zuordnung einzelner biogener, synthetischer oder konventioneller Bestandteile ist dabei bilanziell zu verstehen. In der Realität beziehen bspw. der Gebäudesektor und der Industriesektor methanbasiert Gase teilweise aus dem gleichen Gasnetz, sodass eine physische Unterscheidung in Biomethan oder Erdgas und eine sektorscharfe Zuordnung nicht erfolgt. Auch heute der Handel mit Biogasen bereits in einem Massenbilanzsystem nachgehalten und private Haushalte können analog zu Öko-Stromtarifen auch unterschiedliche Gase nachfragen. Eine bilanzielle sektorale Zuordnung klimaneutraler Brenn- und Kraftstoffe könnte in Zukunft bspw. über ein konsistentes Zertifizierungssystem für biogene und synthetische Energieträger umgesetzt werden.

2.4.3 Stromnachfrage und Stromerzeugung

Die **Stromnachfrage** steigt in den nächsten zwei Dekaden durchschnittlich um rd. 2-3 % pro Jahr. Wie in Abbildung 61 dargestellt, steigt die Bruttostromnachfrage bis 2030 auf knapp 700 TWh. Im Jahr 2045 liegt die deutsche Bruttostromnachfrage bei 910 TWh und somit ca. 58 % höher als 2019.

Der größte relative Anstieg der Nachfrage findet kurzfristig im Verkehrssektor statt: Durch den Durchbruch der Elektromobilität verfünffacht sich der Strombedarf bis 2030. Anschließend erfolgt eine weitere Verdoppelung der Nachfrage bis 2045. Im Gebäudesektor führt der vermehrte Einsatz von Wärmepumpen zu einem Nachfrageanstieg, der allerdings durch bessere Gebäudedämmung und effizientere Anwendungen größtenteils kompensiert wird. Die höchste Nachfrage wird im Jahr 2040 erreicht (309 TWh). Anschließend dominieren Energiesparmaßnahmen und die Stromnachfrage des Gebäudesektors sinkt leicht. Die Stromnachfrage der Industrie steigt in Folge der Umstellung auf strombasierte Produktionsprozesse trotz gleichzeitig eintretender Effizienzgewinne im Vergleich zu 2019 um 45 TWh (+21 %) bis 2030 und um knapp 95 TWh (+43 %) bis 2045. Die Industrie wird damit zum Sektor mit der höchsten Stromnachfrage.

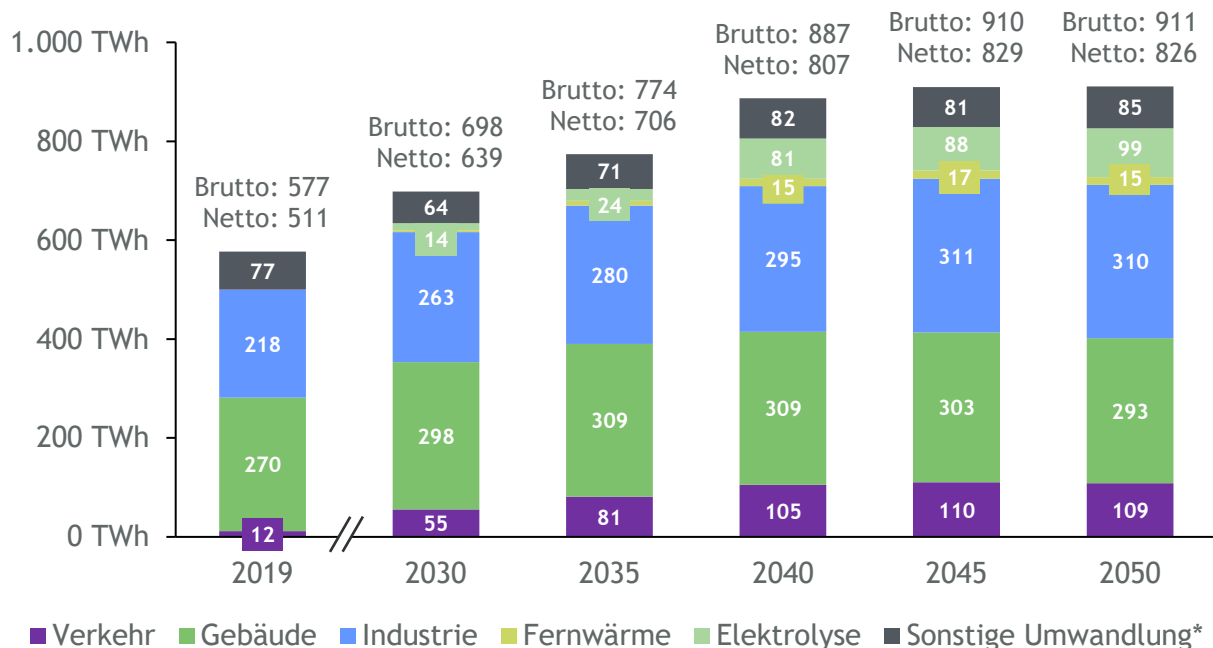


Abbildung 61: Stromnachfrage nach Sektoren und Anwendungsbereichen

*inklusive Netzverluste, Speicherbeladung, Kraftwerkseigenverbrauch und sonstige Bedarfe des Umwandlungssektors

Im Umwandlungssektor kommen neue Stromnachfragen hinzu: Allein für die Erzeugung von knapp 10 TWh grünem Wasserstoff werden 14 TWh Strom im Jahr 2030 benötigt. Bis 2045 steigt der für die Elektrolyse aufgewendete Strom auf 88 TWh und bis 2050 auf 99 TWh an. Weiterhin wird Strom zur klimafreundlichen Fernwärmeerzeugung mit Großwärmepumpen und Elektrodenkesseln eingesetzt. Gleichzeitig sinkt der Kraftwerkseigenverbrauch durch den Rückgang thermischer Kraftwerke und die Schließung der Braunkohletagebaue.

Gemäß dem im Klimaschutzgesetz verankerten sektoralen Klimaziel darf die Energiewirtschaft im Jahr 2030 noch 108 Mt CO₂e ausstoßen. Um trotz steigender Stromnachfrage die Klimaziele des Energiesektors umzusetzen, erfährt die **Stromerzeugung** einen grundlegenden strukturellen Wandel.

Eine der günstigsten CO₂-Vermeidungsoptionen in der Energiewirtschaft ist das Ersetzen von Kohleverstromung durch weniger emissionsintensive Formen der Stromerzeugung. Entsprechend wird Braun- und Steinkohle bis 2030 weitgehend aus dem Stromsystem verdrängt (-90 % ggü. 2019) und beschränkt sich auf die Wintermonate, in denen dargebotsabhängige erneuerbare Energien weniger zur Stromerzeugung beitragen. Der Anteil der Kohleverstromung im deutschen Strommix sinkt damit von knapp 30 % im Jahr 2019 auf knapp 3 % im Jahr 2030. Parallel zu diesem Rückgang wird der Ausstieg aus der Kernenergie bis Ende 2022 abgeschlossen.

Der starke Rückgang an konventioneller Stromerzeugung wird teilweise ausgeglichen durch einen Anstieg der Gasverstromung um fast 60 % bis 2030 im Vergleich zu 2019. Zusätzlich verdoppelt sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen von 242 TWh im Jahr 2019 auf 475 TWh fast. Insgesamt haben Erneuerbare 2030 einen Anteil von 68 % an der Bruttostromnachfrage. Das 65 %-Ziel der Bundesregierung wird also leicht übertroffen. Die Windstromerzeugung in Onshore-

Anlagen wird zwischen 2019 und 2030 mehr als verdoppelt. Den höchsten relativen Anstieg verzeichnet die Windenergie auf See (+277 %), gefolgt von Photovoltaikanlagen (+166 %). Einzig die Biomasseverstromung (feste Biomasse und Rohbiogas mit Verstromung am Erzeugungsort) nimmt ab, da biogene Energieträger in anderen Sektoren mit höheren Vermeidungskosten eingesetzt werden (siehe Kapitel 2.4.8). Insgesamt kommt es zu marktlichen Einsenkungen Erneuerbarer Stromerzeugung von etwa 13 TWh³⁴.

Langfristig gewinnt die Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie weiter an Bedeutung, und deckt im Jahr 2045 85 % der Bruttostromnachfrage. Die marktlich bedingten Einsenkungen steigen auf ca. 58 TWh. Die Einspeisespitzen steigen deutlich, weil sich die installierte Leistung bei den wetterabhängigen Erneuerbaren Energien etwa vervierfacht. Auch wenn flexible Nachfrager wie Batteriespeicher und Elektrolyseure ausgebaut werden, können diese Spitzen nicht in allen Stunden des Jahres durch die Nachfrage aufgenommen werden.

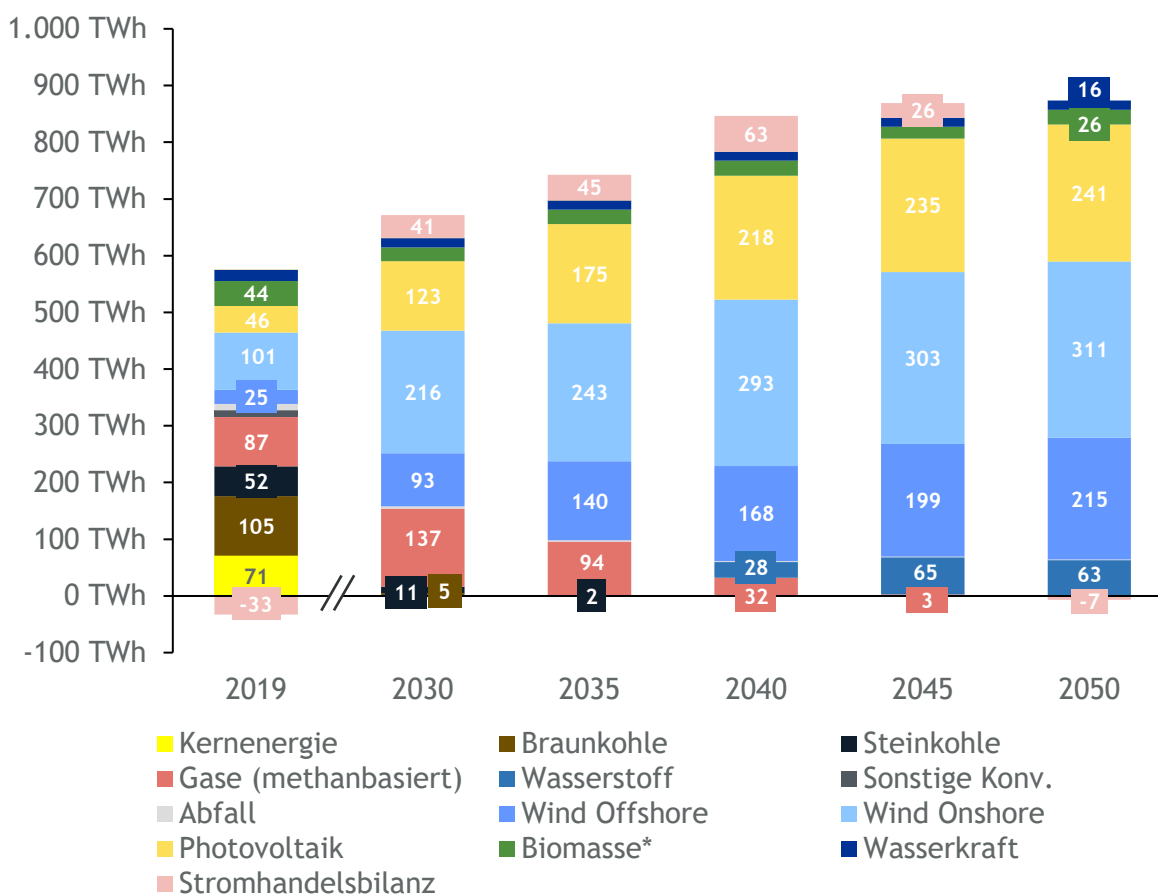


Abbildung 62: Nettostromerzeugung nach Energieträgern

*Biomasse beinhaltet Rohbiogas. Biomethan fällt unter Gase (methanbasiert).

³⁴ Hier wird keine netzbedingte Abregelung betrachtet, sondern lediglich Abregelungen aufgrund von fehlender Gleichzeitigkeit zwischen der Nachfrage und der fluktuierenden Erzeugung.

Im Jahr 2045 übernehmen Gaskraftwerke zunehmend eine Back-up-Funktion für Zeiten geringer EE-Einspeisung. Neu zugebaute Gaskraftwerke können neben methanbasierten Gasen auch Wasserstoff verstromen. Im Jahr 2040 werden 28 TWh Strom aus Wasserstoff erzeugt, während 32 TWh aus methanbasierten Gasen erzeugt werden. Mittelfristig wird Biomethan zur Stromerzeugung in nicht wasserstofffähigen Gaskraftwerken eingesetzt. Im Jahr 2040 beträgt der Anteil von Biomethan dabei etwa ein Drittel, der Rest entfällt auf Erdgas. Die bei der Erdgasverstromung anfallenden Emissionen werden teilweise durch negative Emissionen an Biomasse-KWK-Anlagen, d. h. mithilfe von BECCS kompensiert, sodass die Stromerzeugung bereits im Jahr 2040 nahezu klimaneutral ist. Im Jahr 2045 steigt die Erzeugung aus Wasserstoff auf 65 TWh, während noch 3 TWh in nicht wasserstofffähigen Gaskraftwerken erzeugt werden. Etwa 70 % davon entfallen auf Biomethan, während Erdgas noch einen Anteil von 30 % an der Stromerzeugung in nicht wasserstofffähigen Gaskraftwerken ausmacht. Restemissionen aus der Verstromung von Erdgas sowie aus der thermischen Abfallbehandlung werden durch BECCS überkompensiert.

Mit einem Anteil von 55 % im Jahr 2045 stammt der größte Teil der deutschen Stromerzeugung aus Windenergieanlagen. Weitere 26 % werden von Photovoltaikanlagen erzeugt. In wasserstofffähigen Spitzenlast-Kraftwerken wird rund 7 % des Stroms erzeugt. Der Rest entfällt auf Wasserkraft und auf die Biomasse- und Abfallverstromung.

Auch der Stromhandel gewinnt an Relevanz, denn Ausgleichseffekte in der Nachfrage und der fluktuierenden Erzeugung zwischen den europäischen Ländern können mit dem Ausbau der Nettotransferkapazitäten (NTC) künftig stärker genutzt werden. 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 41 TWh Strom (netto), vor allem aus Frankreich, den Niederlanden und Nordeuropa. Erst im Jahr 2050 ist die Stromhandelsbilanz wieder nahezu ausgeglichen.

2.4.4 Kraftwerkspark, Flexibilität und Versorgungssicherheit

Der Anstieg der Stromnachfrage bei gleichzeitig ambitionierten Klimazielen geht mit einem starken Ausbau Erneuerbarer Energien bis 2030 einher. Nach 2030 gestaltet sich der Nettozubau dann moderater, da auch die Stromnachfrage weniger stark ansteigt. Die installierte Leistung konventioneller Kohle- und Gaskraftwerke geht sukzessive zurück, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten werden wasserstofffähige Gaskraftwerke zugebaut.

Wind und PV

Bereits bis 2030 erfolgt mehr als eine Verdoppelung der aggregierten Wind- und PV-Kapazitäten gegenüber 2019. Sowohl für PV als auch für Wind (Onshore und Offshore) werden damit die 2030er-Ausbauziele der Bundesregierung übertroffen.

Den größten relativen Zuwachs bis 2030 verzeichnet die Freiflächenphotovoltaik mit einer Vervierfachung der installierten Kapazität. Grund dafür sind vor allem sinkende Investitionskosten, die bis 2040 um etwa 25 % fallen. Die installierte Leistung von PV-Aufdachanlagen wird bis 2030 verdoppelt. Haupttreiber für diese Entwicklung sind gleichfalls sinkende Investitionskosten, aber auch das unterstellte günstige Investitionsklima für Haushalte und die Gebäudewirtschaft. Der Ausbau bedeutet Nettozubauraten von ca. 8 GW/a bis 2030. Zum Vergleich: In den Jahren 2017 bis 2019 wurden zwischen 2 und 3 GW pro Jahr zugebaut.

Infobox 9: Modellierung von Photovoltaik auf Dächern

Im KN100-Szenario werden in der Spitze im Jahr 2045 fast 137 GW PV-Anlagen auf Dächern installiert. Die Zahl ist Ergebnis der integrierten Optimierung des Energiesystems, welche die wirtschaftlichen Trade-offs zwischen den verschiedenen EE-Technologien aus Gesamtsystemsicht widerspiegelt.

Im Vergleich dazu ergibt eine Analyse aus Gebäudeperspektive, die im Rahmen der Ermittlung des exogenen Transformationspfads für den Gebäudesektor von den Gutachtern FIW und ITG durchgeführt wurde (ITG/FIW-Gutachterbericht, 2021), eine installierte Leistung von knapp 179 GW im Jahr 2045. Hier wird explizit die Gebäudeperspektive eingenommen, d. h. die Maximierung der Eigenproduktion aus Gründen der individuellen Kosteneinsparung und des individuellen Klimaschutzes, führt zu einer höheren Anzahl und Leistung von PV-Anlagen auf Dächern. Auch Fördermaßnahmen (z. B. im Rahmen der energetischen Sanierung) oder die aktuell diskutierte PV-Pflicht könnten zu einem Zubau führen, der über dem Ergebnis der Gesamtsystemmodellierung liegt. Weitere Ausführungen zu Investitionen in Aufdach-PV-Anlagen aus Gebäudeperspektive finden sich im Gutachterbericht zum Gebäudesektor.

Der Wind-Onshore-Ausbau wird im KN100-Szenario gegenüber 2019 deutlich beschleunigt. Hier kommt es bis 2030 fast zu einer Verdoppelung der Kapazitäten. Die Nettozubauraten liegen mit fast 4 GW/a über den historischen Nettozubauraten, die zuletzt auf unter 1 GW gefallen sind (2019). Anders als in der Vergangenheit müssen dabei erhebliche Kapazitäten an Altanlagen ersetzt werden, weil sie das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreicht haben. Damit wird unterstellt, dass mangelnde Akzeptanz und Verzögerungen durch langwierige Genehmigungsverfahren den Ausbau der Windenergie nicht wie in der Vergangenheit einschränken. Nach 2040 stagniert der Nettozubau bei Wind Onshore. Zwar sind die theoretischen Flächenpotenziale nur zu ca. zwei Drittel ausgenutzt, allerdings nimmt auch die Qualität der verfügbaren freien Standorte bei weiterem Zubau ab. Auch hier macht sich zudem bemerkbar, dass sich der Anstieg der Stromnachfrage verlangsamt.

Auch die Offshore-Windenergie wird schneller ausgebaut als durch die Bundesregierung geplant. Bis 2030 wird die installierte Leistung gegenüber 8 GW im Jahr 2019 fast vervierfacht. Bis 2045 wird die installierte Leistung noch einmal mehr als verdoppelt. Bis 2030 bedeutet das einen Zubau von über 1 GW/a. Auch zwischen 2017 und 2010 wurden im Durchschnitt knapp 1 GW/a zugebaut.

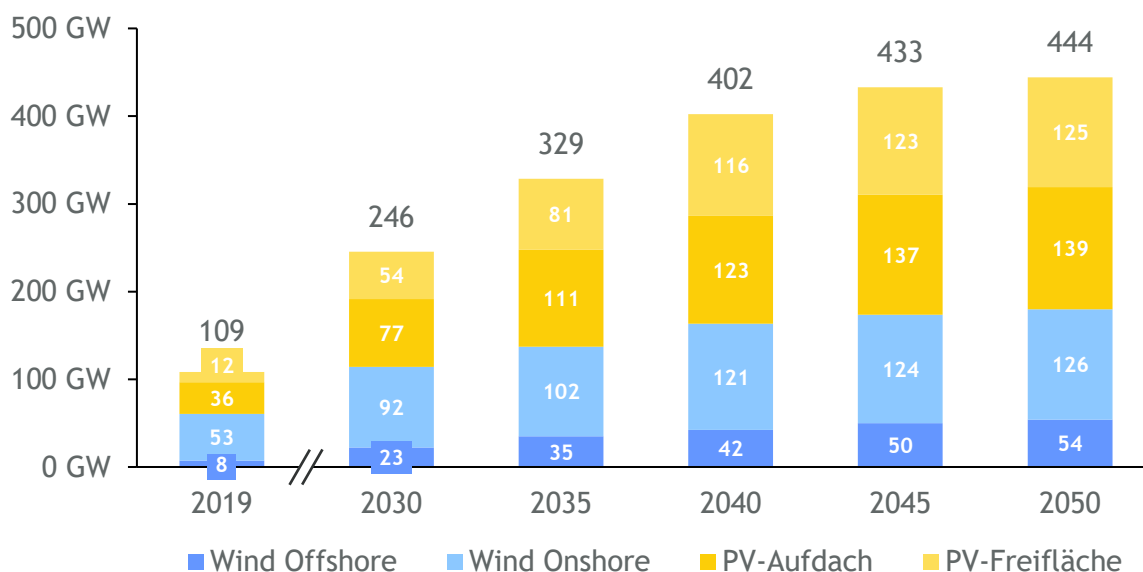


Abbildung 63: Installierte Leistung von Photovoltaik und Wind

2050 werden die für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone unterstellten Potenziale ausgeschöpft. Der Zubau ist vor allem auf die Umsetzung der Offshore-Strategie der Europäischen Union sowie auf die wachsende Stromnachfrage zurückzuführen. Dabei ist nicht nur die Stromnachfrage der Endverbrauchssektoren ausschlaggebend, sondern insbesondere auch die Stromnachfrage aus Elektrolyse. Dies zeigt sich besonders in den Jahren nach 2030: Während der Nettozubau bei PV hier mit der Stromnachfrage aus den Endverbrauchssektoren stagniert, steigt der Offshore-Zubau bis 2050 mit der heimischen Elektrolyse an.

Steuerbare Kraftwerke

Die Entwicklung der installierten Leistung steuerbarer Kraftwerke im KN100-Szenario wird maßgeblich durch den Anstieg der Stromnachfrage sowie der inflexiblen Lastspitze der Endverbrauchssektoren beeinflusst, die den Bedarf nach Spitzenlastkraftwerken treibt. Die Stromnachfrage der Endverbrauchssektoren und damit auch die inflexible Lastspitze steigt aufgrund von Elektrifizierung zunächst an, nimmt aber mit den Effizienzgewinnen nach 2045 wieder ab. Die Entwicklung der Stromnachfrage aus Elektrolyse spielt für die Entwicklung steuerbarer Kraftwerke eine untergeordnete Rolle, da sie vornehmlich durch Erneuerbare Energien, insbesondere Windenergie, gedeckt wird.

Wie in Abbildung 64 zu sehen ist, findet bis 2030 eine umfassende Transformation des historischen Kraftwerksparks statt. Dabei erfolgt der Kernenergieausstieg im KN100-Szenario wie geplant. Der Kohleausstieg wird aufgrund des sektoralen Klimaziels für die Energiewirtschaft beschleunigt. Zwar bleibt die Steinkohle 2030 mit noch 8 GW am Markt und entspricht damit der Obergrenze des von der Bundesregierung geplanten Kohleausstiegspfad. Die installierte Leistung von Braunkohlekraftwerken sinkt jedoch 2030 bereits auf 4 GW und liegt damit 5 GW unter dem vorgesehenen Pfad gemäß Kohleausstiegsgesetz. Dass der Rückbau von Braunkohlekraftwerken schneller erfolgt, ist auf die höhere CO₂-Intensität bei der Braunkohleverstromung gegenüber der

Stromerzeugung aus Steinkohle, bzw. dem hohen Emissionsminderungsdruck im Jahr 2030 zurückzuführen. Sowohl Braunkohle- als auch Steinkohlekraftwerke erreichen im Jahr 2030 nur geringe Volllaststunden und erfüllen primär eine Back-up-Funktion. Insbesondere bei Braunkohlekraftwerken, für deren Betrieb die Braunkohletagebaue vorgehalten werden müssen, ist fraglich, ob ein wirtschaftlicher Betrieb der Kraftwerke bei dieser Auslastung möglich ist (siehe Infobox 10).

Infobox 10: Gesicherte Kraftwerksleistung im Jahr 2030

Braunkohlekraftwerke bleiben im KN100-Szenario im Jahr 2030 trotz niedriger Volllaststunden mit 4 GW am Markt. Für den Betrieb der Kraftwerke müssen aufgrund der begrenzten Lagerbarkeit von Braunkohle Tagebaue vorgehalten werden. Dies ist mit Kosten für den Tagebaubetrieb verbunden, sodass es fraglich ist, ob die Kraftwerke und Tagebaue bei einer sehr geringen Auslastung wirtschaftlich betrieben werden können. Weiterhin entstehen durch die geringen Auslastungen auch im Betrieb der Kraftwerke technische Herausforderungen, bspw. aufgrund der langen Vorlaufzeiten im Falle eines Kaltstarts.

Aufgrund der komplexen Kostenstrukturen im Tagebaubetrieb und im Kraftwerksbetrieb können diese Fragen im Rahmen der durchgeführten Modellrechnungen nur eingeschränkt beantwortet werden. Falls ein Weiterbetrieb nicht wirtschaftlich möglich ist, würden entsprechend zusätzliche Kraftwerkskapazitäten stillgelegt. Eine Vorhaltung als reine Reservekraftwerke ist für Braunkohlekraftwerke aufgrund des Tagebaubetriebs und der damit verbundenen Kosten nur stark eingeschränkt möglich. Für eine Beurteilung ist hier eine detaillierte Betrachtung der spezifischen Eigenschaften einzelner Tagebausysteme erforderlich.

Falls ein wirtschaftlicher Betrieb nicht möglich ist, müssten für den Ersatz der gesicherten Leistung zusätzliche, über die im KN100-Szenario bis 2030 bereits zugebaute Leistung von 15 GW hinausgehende, wasserstofffähige Gaskraftwerke gebaut und refinanziert werden. Für kurze Knappheitssituationen mit einer Dauer von wenigen Stunden wäre auch denkbar, dass zusätzliche Flexibilität z. B. Batteriespeicher oder Lastflexibilität einen Rückgang der gesicherten Leistung teilweise kompensiert.

Der Rückgang der Kernkraft- und Kohlekapazitäten muss - über den Abbau von Überkapazitäten hinaus - durch einen Zubau von steuerbaren Kraftwerken kompensiert werden. Dazu werden bis 2030 wasserstofffähige Gaskraftwerke mit einer Kapazität von 15 GW zugebaut. Ungefähr zwei Drittel davon werden als offene Gasturbinen zur Bereitstellung gesicherter Leistung errichtet.³⁵ Bei den restlichen Anlagen handelt es sich um Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke (GuD-Anlagen), teilweise mit Wärmeauskopplung als Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Bis Ende der 2020er Jahre sollen wasserstofffähige Gaskraftwerke, also Anlagen, die mit bis zu 100 % Wasserstoff betrieben werden können, die Marktreife erlangen. Gaskraftwerke, die heute errichtet und geplant werden, können laut Herstellerangabe wasserstofffähig konzipiert werden.

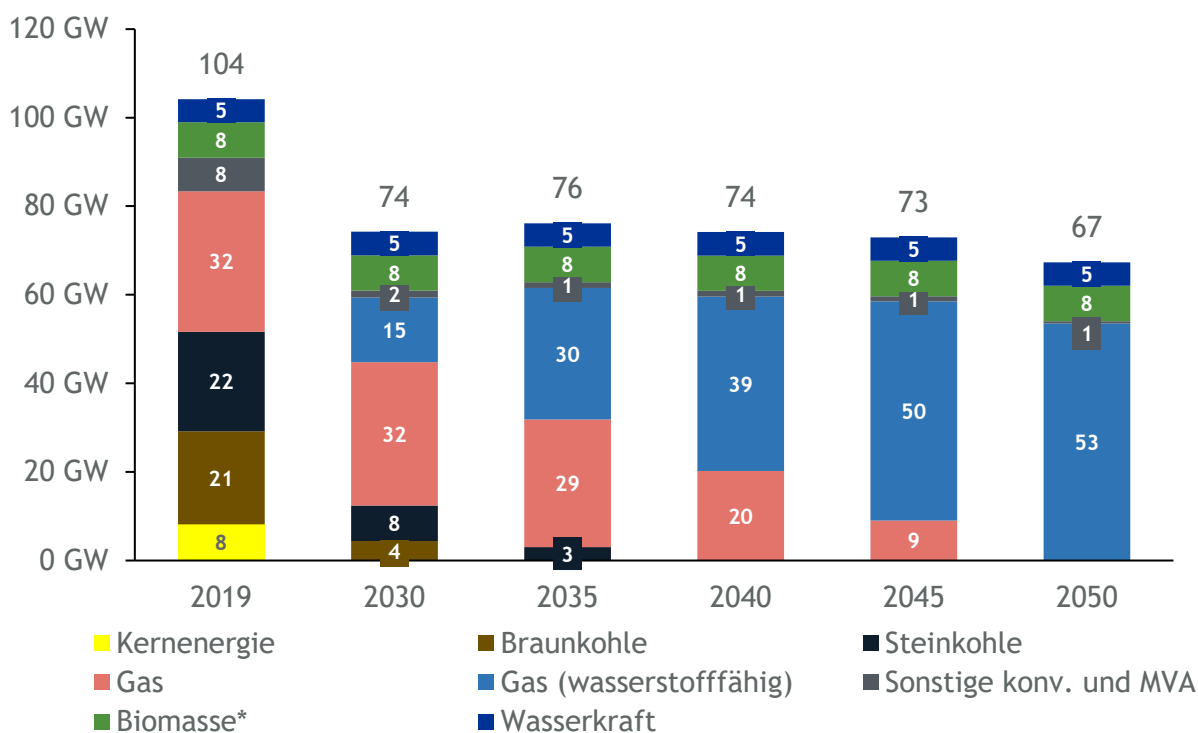


Abbildung 64: Installierte Leistung von steuerbaren Kraftwerken

*Biomasse beinhaltet Kraftwerke, die Rohbiogas verstromen. Biomethan wird in Gaskraftwerken verstromt.

Dies bedeutet, dass eine spätere Umrüstung mit überschaubarem Aufwand und Kapitaleinsatz möglich ist. Hervorzuheben ist allerdings, dass wasserstofffähige Kraftwerke in der mittleren Frist zunächst Erdgas verstromen und erst um das Jahr 2040 mit Wasserstoff betrieben werden.

Nach 2035 besteht der steuerbare Kraftwerkspark zum Großteil aus wasserstofffähigen Gaskraftwerken. Dabei werden nicht-wasserstofffähige Bestandsgaskraftwerke bis 2050 sukzessive abgebaut und ersetzt. Im Jahr 2045 verbleiben erdgasbetriebene Bestandskraftwerke mit einer Kapazität von 9 GW im System. Diese haben jedoch sehr niedrige Volllaststunden und dienen vor allem der Bereitstellung von gesicherter Leistung für Stunden mit hoher Residualnachfrage. Die durch sie erzeugten Emissionen sind somit geringfügig und können über CO₂-Senken ausgeglichen werden. Bis 2050 werden diese Kraftwerke dann zurückgebaut oder ersetzt, um die

³⁵ Die Refinanzierung von Spitzenlast-Kraftwerken, die nur geringe Auslastungen erreichen, wird in Kapitel 2.4.10 diskutiert.

Stromerzeugung zielkonform vollständig zu dekarbonisieren. Insgesamt nimmt die installierte Leistung steuerbarer Kraftwerke nach 2045 ab, weil auch die Stromnachfrage der Endverbrauchssektoren zurückgeht. Zudem werden zwischen 2045 und 2050 noch einmal Speicher zugebaut (siehe Abschnitt zu Flexibilitäten).

Flexibilitäten

Der Kraftwerkspark bestehend aus dargebotsabhängigen Erneuerbaren und steuerbaren Kapazitäten wird ergänzt durch Flexibilitäten - dazu zählen Pump- und Batteriespeicher sowie Demand Side Management (DSM) in der Industrie, aber auch flexible Elektrolyseure. Letztere können die Stromnachfrage verstetigen bzw. EE-Einspeisespitzen durch ihre Stromnachfrage abfangen und so das Energiesystem stabilisieren. Abbildung 65 zeigt den Zubau von Flexibilitäten im Zeitverlauf.

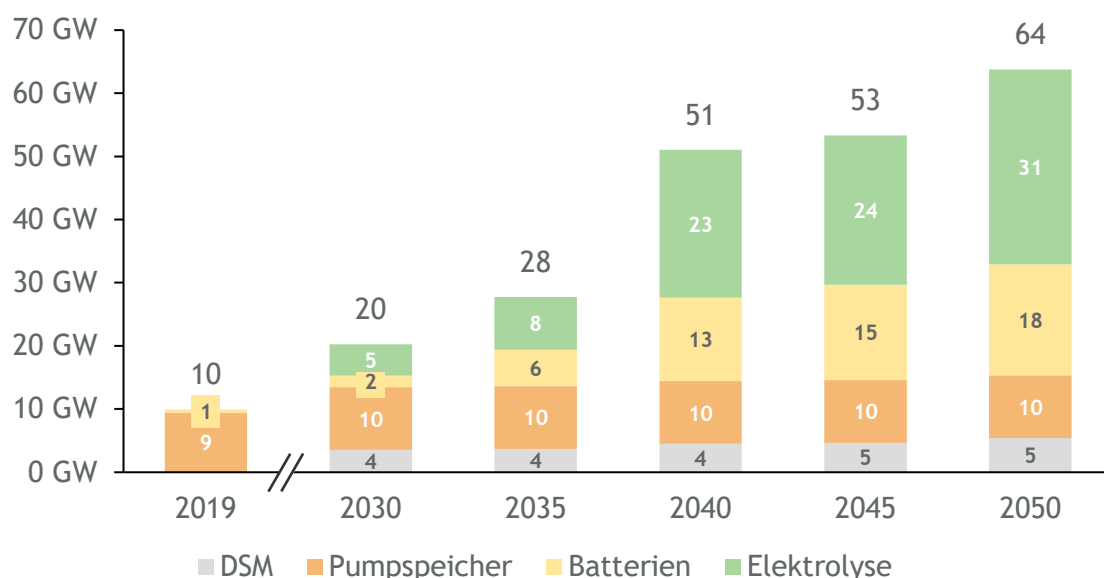


Abbildung 65: Demand Side Management und elektrische Anschlussleistung von Speichern und Elektrolyseuren

Das DSM-Potenzial in der Industrie, d. h. die Anpassung der industriellen Stromnachfrage aufgrund von Preisspitzen oder -tälern, wird bereits in der mittleren Frist bis 2035 eingesetzt. Dabei stehen gemäß des exogenen Transformationspfades im Industriesektor bis zu 5 GW Leistung zur Verfügung. Die Flexibilität wird durch die Nachfrageprofile industrieller Prozesse vorgegeben, sodass Stromnachfragen innerhalb enger zeitlicher Grenzen nachgeholt werden müssen.

Die installierte Kapazität von Pumpspeichern bleibt konstant, da die Potenziale in Deutschland ausgeschöpft sind. Batterien verzeichnen einen langsamen Hochlauf bis 2030, werden aber im Jahr 2035 und 2040 stark ausgebaut. Eine Rolle spielt dabei die steigende Volatilität der Stromerzeugung, bei gleichzeitiger Degression der Investitionskosten für Batteriespeicher.

Auch die Elektrolysekapazität wird ausgebaut, um - gemeinsam mit den Importen - den wachsenden heimischen Wasserstoffbedarf zu bedienen. Zunächst ist die deutsche Wasserstoffstrategie ausschlaggebend für den Zubau, im Jahr 2030 wird die geplante Kapazität

von 5 GW erreicht. Besonders stark steigt die Leistung von Elektrolyseuren im Zeitraum von 2035 bis 2040. Auch hier sorgen sinkende Investitionskosten, aber auch die für die Elektrolyse erwarteten Effizienzgewinne in der langen Frist für einen Investitionsschub. Der Ausbau der Elektrolyse geht Hand in Hand mit dem Ausbau der Offshore-Windenergie, da die flexible Stromnachfrage der Wasserstoffproduktion Einspeisespitzen gut abfangen kann. Zusätzlich erreichen Offshore-Windenergieanlagen höhere Volllaststunden und können daher die Auslastung der Elektrolyseure erhöhen.

Versorgungssicherheit

Mit der zunehmenden Elektrifizierung der Endanwendungen in den Sektoren Verkehr, Industrie und Gebäude steigt auch die gleichzeitige Nachfragespitze der Endverbrauchssektoren an. Die gleichzeitige Nachfragespitze der Endverbrauchssektoren ist annahmegemäß die maximale inflexible Last, die durch den Kraftwerkspark zuverlässig gedeckt werden muss und treibt daher den Bedarf an gesicherter Kraftwerksleistung im Modell.³⁶

Bis 2030 steigt die gleichzeitige Nachfragespitze gegenüber 2019 bereits um 17 GW auf ca. 94 GW. Auch zwischen 2030 und 2040 erfolgt noch einmal ein ähnlicher Anstieg. Danach sorgen die Effizienzgewinne, insbesondere durch Sanierungen von Gebäuden und bei den Industrieprozessen für eine Stagnation bzw. einen leichten Rückgang der gleichzeitigen Nachfragespitze.

Insbesondere temperaturabhängige Verbraucher im Gebäudesektor - Wärmepumpen und andere strombetriebene Heizungen - sowie der Zuwachs bei den industriellen Stromnachfragen treiben die Spitze, die an einem Abend eines kalten Wochentags im Februar liegt. Dabei entfallen z. B. im Jahr 2030 etwa 60 % der Spitzenlast auf den Gebäudesektor. 32 % der (inflexiblen) Spitzennachfrage werden durch den Industriesektor verursacht. Nur 8 % entfallen auf den Verkehrssektor.

Der Gebäudesektor verbraucht 2030 ca. 298 TWh Strom, dies entspricht ca. 48 % des Endenergieverbrauchs im Bereich Strom. Damit trägt der Gebäudesektor überproportional zur Nachfragespitze bei. Grund dafür ist die niedrige Temperatur, die zu hohen Heizlasten führt und der Tageszeitpunkt um 18 h, an dem bei Haushalten temperaturunabhängige Lasten zugeschaltet werden (z. B. Kochen). Allerdings werden bei der Ermittlung der Spitze regionale Ausgleichseffekte sowie eine gewisse Glättung aufgrund des heterogenen Nutzungsverhaltens von Haushalten angenommen. Nach 2045 nimmt Nachfrage des Gebäudesektors zum Spitzenzeitpunkt ab wie oben beschrieben aufgrund der besseren Gebäudesanierung ab.

Der Industriesektor verbraucht 2030 263 TWh Strom, was etwa 43 % des gesamten Verbrauchs der Endverbrauchssektoren entspricht. Zur gleichzeitigen Nachfragespitze trägt der Industriesektor also verhältnismäßig weniger bei, weil die Industrieproduktion vor allem tagsüber stattfindet.

³⁶ Für eine methodische Ausführung zur modelltechnischen Abbildung des Bedarfs an gesicherter Kraftwerksleistung siehe Exkurs zum Thema Versorgungssicherheit in Extremwettersituationen (Kapitel 2.4.5).

Der Stromverbrauch des Verkehrssektors 2030 liegt nur bei etwa 55 TWh, also etwa 9 % der Nachfrage aus den Endverbrauchssektoren. Ladevorgänge von Elektro-Fahrzeugen finden dabei oftmals nachts statt und tragen daher nur zu einem geringeren Anteil zur gleichzeitigen Spitze bei. Dabei werden Ausgleichseffekte bei den Ladevorgängen vorausgesetzt, die zu einer Reduktion der Gleichzeitigkeit beitragen. Diese Effekte entstehen durch unterschiedliche Ladeorte (Zuhause, öffentliche Ladesäulen oder im Betrieb bei gewerblicher Fahrzeugnutzung sowie Laden am Arbeitsplatz) aber auch durch lange Fahrzeugstandzeiten sowie unterschiedliches Verhalten, da bspw. nicht alle Nutzerinnen und Nutzer zum gleichen Zeitpunkt von der Arbeit heimkehren.

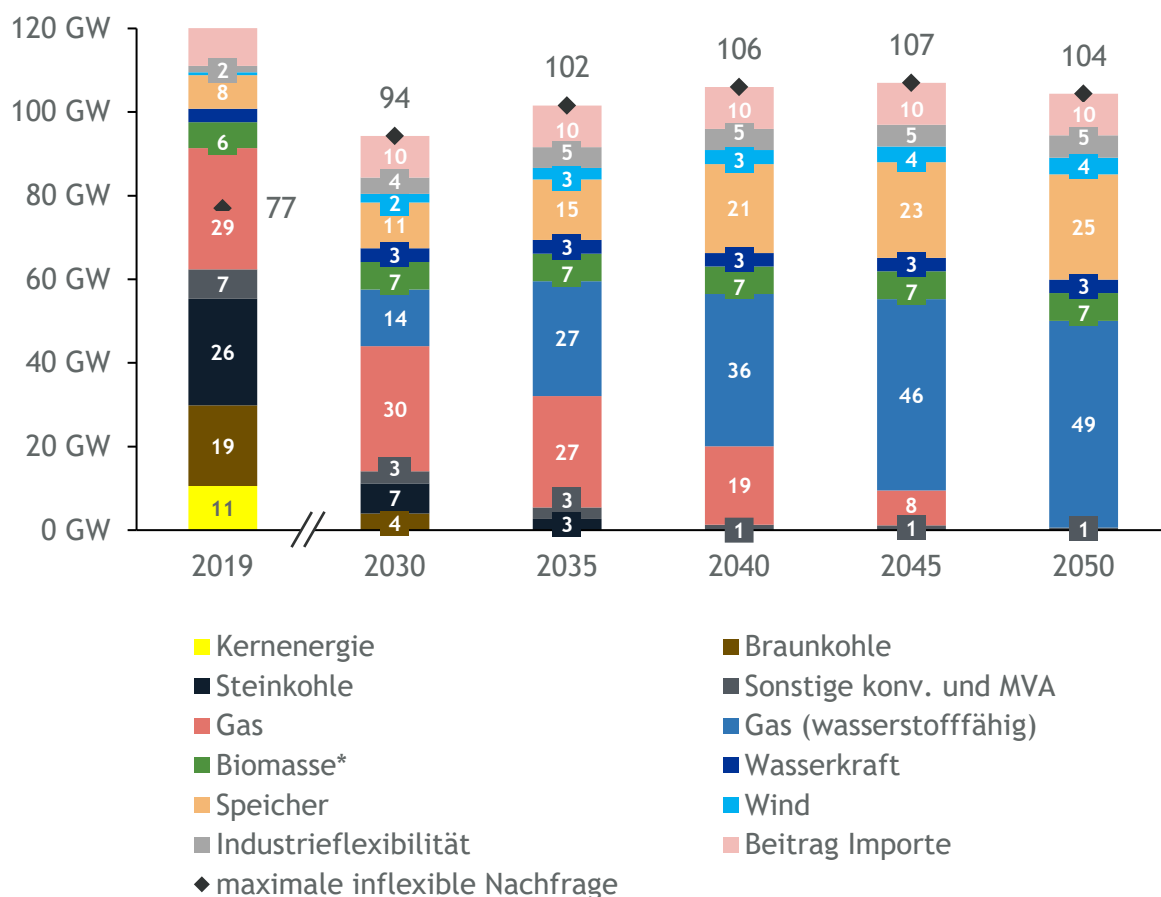


Abbildung 66: Entwicklung der inflexiblen Nachfragespitze sowie die Bereitstellung gesicherter Kraftwerksleistung nach Energieträgern

*Biomasse beinhaltet Kraftwerke, die Rohbiogas verstromen. Biomethan wird in Gaskraftwerken verstromt.

Die gesicherte Kraftwerksleistung entspricht mindestens der gleichzeitigen Nachfragespitze der Endverbrauchssektoren. Die gleichzeitige Nachfragespitze kann durch Nachfrageflexibilität im Bereich Industrie (DSM und abschaltbare Lasten) um ca. 4 GW gesenkt werden. Darüber hinaus sind für die gleichzeitige Nachfragespitze der Endverbrauchssektoren keine Flexibilitäten veranschlagt. Der Kraftwerkspark ist daher so ausgelegt, dass die inflexible Nachfragespitze, abzüglich DSM und abschaltbaren Lasten in der Industrie, vollständig bedient werden kann.

Abbildung 66 zeigt die Entwicklung der inflexiblen Nachfragespitze sowie die Bereitstellung gesicherter Kraftwerksleistung nach Energieträger.

Erneuerbare tragen per Annahme nur sehr eingeschränkt zur gesicherten Leistung bei, da ihr Beitrag zur Deckung der Last dargebotsabhängig ist.³⁷ Auch Importe aus anderen Ländern tragen per Annahme nur 10 GW zur gesicherten Leistung bei - dies entspricht einer Abschätzung des verlässlichen Beitrags auch in Situationen mit niedriger Verfügbarkeit und gleichzeitig hoher Last in den europäischen Nachbarländern.

Die Deckung der maximalen unflexiblen Last bzw. der annahmegemäß hohen Residuallasten erfolgt mittelfristig vor allem durch Gaskraftwerke. Diese kompensieren die durch Kohle- und Kernkraftausstieg reduzierte steuerbare Kraftwerksleistung. Auch Batterie- und Pumpspeicher spielen eine Rolle in der Bereitstellung gesicherter Leistung.³⁸

Die zur Deckung der maximalen unflexiblen Last eingesetzten Kraftwerke refinanzieren sich nicht zwingend am Markt, weil sie nur selten eingesetzt werden. Die fehlenden Deckungsbeiträge und ihre Refinanzierung werden in Kapitel 2.4.10 diskutiert.

Die maximale Systemlast, d. h. die tatsächliche Lastspitze inklusive Speicherbeladung und Stromnachfrage durch Elektrolyse liegt deutlich über der maximalen unflexiblen Nachfrage. Sie beträgt 2030 ca. 109 GW und steigt bis 2045 weiter auf 155 GW. Die maximale Systemlast tritt in Stunden mit hoher EE-Einspeisung auf, der Anstieg geht Hand in Hand mit dem Ausbau flexibler Nachfrager. Speicher und Elektrolyseure verschieben ihre Nachfrage in Stunden mit EE-Einspeisespitzen und profitieren von den damit einhergehenden niedrigen Strompreisen.

2.4.5 Exkurs: Versorgungssicherheit in Extremwetterperioden

Für die Reduktion der Treibhausgasemissionen aus der Stromerzeugung im KN100-Szenario spielt der Ausbau dargebotsabhängiger Erzeuger wie PV und Windenergie eine zentrale Rolle. Die installierte Leistung steuerbarer Kraftwerke geht hingegen zurück. Gleichzeitig nimmt durch die Elektrifizierung des Wärmesektors die Temperaturabhängigkeit der Nachfrage zu. Im Rahmen dieses Exkurses wird die Zuverlässigkeit der Stromversorgung in Extremwettersituationen vor dem Hintergrund dieser Entwicklungen untersucht. Dafür werden anhand von historischen Wetterdaten der Jahre 1982-2016 exemplarische Perioden identifiziert, die für das Energiesystem im KN100-Szenario mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien potenziell kritisch sind. In zwei Fallstudien werden besonders kritische Extremwetterperioden analysiert und vor dem Hintergrund langjähriger Mittel meteorologisch eingeordnet. Außerdem erfolgt eine Einsatzmodellierung von Kraftwerken, Flexibilitäten und Stromhandel unter Einfluss von meteorologischen Extrembedingungen bei der Nachfrage und der Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien. So sollen

³⁷ Für PV ist für die Stunde mit maximaler unflexibler Last ein verlässlicher Beitrag von 0 % an der installierten Leistung veranschlagt. Windenergie können mit 1 % (an Land) und 5 % (auf See) zuverlässig beitragen. Die Werte entsprechen dabei nicht den Verfügbarkeiten von Erneuerbaren in der entsprechenden Stunde im Basiswetterjahr, sondern stellen eine Einschätzung des garantierten Beitrags dar, der auslegungsrelevant für die gesicherte Kraftwerksleistung ist.

³⁸ Voraussetzung dafür ist allerdings, dass Situationen mit hoher Residuallast nicht über einen längeren Zeitraum auftreten bzw. dass Speicher regelmäßig beladen werden können. Eine Analyse der Auswirkungen längerer Extremwetterperioden, einer sog. „kalten Dunkelflaute“, auf die Stromversorgung wurde im Rahmen eines Exkurses durchgeführt. Die Ergebnisse sowie eine Beschreibung der Methodik finden sich in Kapitel 2.4.5.

potenzielle Versorgungslücken, das heißt Lasten die mithilfe des Kraftwerksparks und der Flexibilitäts Optionen und den verfügbaren Importen nicht gedeckt werden können, identifiziert werden.

Ausgangspunkt für die Untersuchung ist der in Kapitel 2.4.4 vorgestellte Kraftwerkspark des KN100-Szenarios. Der Kraftwerkspark ist so ausgelegt, dass die Strom- und Wärmenachfragen der Endverbrauchssektoren sowie die zusätzlichen Strombedarfe des Umwandlungssektors, bspw. für die Elektrolyse und Nahwärmebereitstellung durch Großwärmepumpen, im KN100-Szenario gedeckt werden³⁹. Grundlage für die meteorologischen Komponenten der Modellierung ist das Wetterjahr 2015. Alle wetterabhängigen Zeitreihen, d. h. die Verfügbarkeiten von dargebotsabhängigen Erneuerbaren, aber auch Nachfragezeitreihen⁴⁰ für temperaturabhängige Anwendungen (u. a. Wärmepumpen) wurden auf Basis des bevölkerungsgewichteten Temperaturmittels in stündlicher Auflösung des Jahres 2015 ermittelt. Ein auf einem einzelnen Wetterjahr basierender Modellierungsansatz kann jedoch nicht sicherstellen, dass die resultierende gesicherte Kraftwerksleistung die Versorgungssicherheit auch in Extremwetterperioden, die im Basisjahr nicht auftreten, gewährleisten kann.

Der Bedarf an zusätzlicher gesicherter Leistung im KN100-Szenario wird durch eine zusätzliche Nebenbedingung modelliert. Diese erfordert die Deckung einer maximalen inflexiblen Nachfrage, der gleichzeitigen Nachfragespitze der Endverbrauchssektoren Industrie, Verkehr und Gebäude. Da im Basiswetterjahr 2015 Kälteperioden auftreten, werden hier recht hohe Nachfragen erreicht, insbesondere weil temperaturabhängige Anwendungen wie Wärmepumpen ausgebaut werden. Gleichzeitig werden zum Zeitpunkt der maximalen inflexiblen Last niedrige Verfügbarkeiten von Erneuerbaren Energien und Importen veranschlagt. Durch die Nebenbedingung werden hohe Residuallasten, die im Basiswetterjahr nicht auftreten, gesondert im Modell abgebildet und treiben den Zubau an gesicherter Kraftwerksleistung. Allerdings handelt es sich dabei um eine Punkt Betrachtung, in der Speicher und Stromhandel anhand pauschaler garantierter Beiträge abgebildet werden.⁴¹

Um den Einfluss meteorologischer Variabilität auch in längeren Perioden zu quantifizieren, wird der Einsatz des Kraftwerksparks in den beiden Fallstudien noch einmal für zwei historische Extrem-Wetterperioden berechnet. In stündlichen Simulationen wird der Einsatz von steuerbaren Kraftwerken, EE, Speichern, DSM sowie der Stromhandel über die europäischen NTC-Kapazitäten detailliert abgebildet. Im Vergleich zur Referenzsimulation für das Basiswetterjahr 2015 können die Beiträge insbesondere von Flexibilität und Importen in Extremsituationen quantifiziert und etwaige Versorgungslücken identifiziert werden.

³⁹ Das bevölkerungsgewichtete Mittel dient dabei als Proxy für die geographische Verteilung von Wärmenachfragen und die dabei entstehenden Ausgleichseffekte aufgrund lokaler Temperaturunterschiede. Die Ermittlung von Wärmenachfragen über das bevölkerungsgewichtete Mittel stellt eine Vereinfachung dar, weil der Zusammenhang zwischen Wärmenachfrage und Temperatur nicht linear ist.

⁴⁰ Die der Modellierung zugrunde liegenden Stromnachfragezeitreihen werden bottom-up und basierend auf anwendungsspezifischen Profilen (u. a. für Wärmepumpen in Wohngebäuden, Ladevorgänge für PKW oder bestimmte Industrieprozesse) ermittelt (siehe Anhang A: EWI Energiesystemmodell DIMENSION).

⁴¹ Kraftwerke, die im Modell aufgrund der Nebenbedingung zugebaut werden, erreichen zumeist geringe Auslastungen und refinanzieren sich nicht zwingend am Markt. Die Refinanzierung dieser Spitzenlastkraftwerke wird im Kapitel 2.4.10 diskutiert.

Identifikationen von kritischen Extremwetterperioden

Für die vorliegende Analyse werden in historischen Wetterjahren Perioden identifiziert, die für die Stromversorgung im Energiesystem des KN100-Szenarios potenziell kritisch sind. Für die Kritikalität von Extremwettersituationen gibt es allerdings keinen allgemeingültigen Indikator. Einschlägige Analysen sprechen von „kalten Dunkelflauten“, d. h. Situationen mit niedrigen Temperaturen, geringer Sonneneinstrahlung am Boden und geringen Windgeschwindigkeiten. Die niedrige Temperatur ist dabei als Indikator für die Stromnachfrage zu interpretieren, die an kalten Tagen höher liegt. Dies gilt vor allem, wenn Wärmepumpen eine zunehmend große Rolle in der Gebäudewärme spielen. Der Begriff „Dunkelflaute“ bezieht sich auf eine geringere Verfügbarkeit von PV und Windenergie. Eine einheitliche Definition im Sinne von Grenzwerten für die zugrundeliegenden meteorologischen Parameter existiert nicht.

Für die vorliegende Untersuchung wird die stündliche Strom-Residualnachfrage als Indikator für die Kritikalität von Wetterereignissen mit Bezug auf ein bestimmtes Energiesystem genutzt. Die Residualnachfrage entspricht der verbleibenden Last nach Abzug der Stromerzeugung von PV- und Windanlagen. Die Residualnachfrage gibt also einen ersten Aufschluss über die zu erwartende Beanspruchung der steuerbaren Kraftwerke und Flexibilitäten sowie mögliche Versorgungslücken.

Um eine möglichst große meteorologische Variabilität über das Basiswetterjahr hinaus abzubilden, werden basierend auf den Ergebnissen des KN100-Szenarios Residualnachfragezeitreihen für insgesamt 34 weitere⁴² historische Wetterjahre simuliert. Insgesamt umfasst der Betrachtungszeitraum mit Bezug auf historische Wetterjahre die Jahre 1982-2016. Um die Residualnachfragen zu berechnen, werden die Szenario-Ergebnisse für installierte EE-Leistung und jährlichen Stromnachfragen mit den entsprechenden Zeitreihen für EE-Verfügbarkeiten und Lastprofilen verrechnet. Die simulierte Residualnachfrage berücksichtigen also sowohl den Kraftwerkspark und dessen meteorologische Komponenten als auch die Last und ihre Temperaturabhängigkeit. Die stündlichen Verfügbarkeiten von Erneuerbaren werden aus der Pan-European-Climate-Database des *Mid-term Adequacy Forecast* der ENTSO-E entnommen. Die Nachfragezeitreihen werden bottom-up und basierend auf anwendungsspezifischen Profilen ermittelt. Sie spiegeln die stündlichen, bevölkerungsgewichteten Temperaturverläufe des jeweiligen historischen Wetterjahres wider. Da ausschließlich die deutsche Residualnachfrage betrachtet wird, sei darauf hingewiesen, dass die natürliche räumliche Variabilität des Wetters in ganz Europa bei der Identifikation von Extremwettersituationen nicht berücksichtigt wird.⁴³

Es gibt bislang keine systematische Untersuchung dazu, ab welcher Dauer Extremwetterperioden die Versorgungssicherheiten in Energiesystemen mit zunehmenden Anteilen Erneuerbarer Energien gefährden. Es liegt jedoch nahe, dass insbesondere Perioden, in denen durch längere Knappheitssituationen Speicher nicht mehr beladen werden können, kritisch sein könnten. Im KN100-Szenario stellen Speicher einen Teil der gesicherten Kraftwerksleistung (siehe Kapitel 2.4.4) in der Stunde mit maximaler inflexibler Last bereit, sodass eine Prüfung der

⁴³ In der Einsatzmodellierung für die identifizierten Extremwetterperioden wird jedoch auch der Beitrag des europäischen Auslands explizit modelliert.

Robustheit dieses Beitrags in Extremwettersituationen sinnvoll ist. Auch Importe tragen annahmegemäß mit einem pauschalen Beitrag von 10 GW bei. Je nach räumlicher und zeitlicher Ausdehnung der Extremwettersituation über Europa gerät jedoch auch die Stromerzeugung der Nachbarländer an ihre Grenzen, sodass ggf. nicht mehr ausreichend Strom importiert werden kann, um die innerdeutsche Nachfrage zu decken.

Es gilt also zu ermitteln, ob Ereignisse mit hinreichend hohen (deutsche) Residualnachfragen über längere, d. h. mit Blick auf die Speicher kritische, Zeiträume auftreten. Um in den historischen Wetterjahren kritische Extremwetterperioden von unterschiedlicher Dauer zu identifizieren, werden die simulierten über gleitende Zeitintervalle mit unterschiedlicher Dauer $d \in \{12h, 24h, 36h, 48h, \dots, 336h\}$ aufsummiert. Als Kandidaten für die Fallstudien werden jeweils diejenigen Zeiträume identifiziert, die für ein bestimmtes Intervall die höchste Summe der Residualnachfrage zeigen. So werden einerseits kurze Extremwetterperioden, die in der Spitze extrem sind, identifiziert. Andererseits können auch längere Perioden gefunden werden, in denen entweder die Residualnachfrage durchgängig auf hohem Niveau liegt oder mehrere kurze Extremperioden hintereinander auftreten - beides führt zu einer hohen Summe der Residualnachfrage und ist für ein Energiesystem mit hohen Anteilen Erneuerbarer potenziell kritisch. Überschneiden sich die Zeiträume von zwei oder mehreren Intervallen, wird das kürzere Intervall allerdings verworfen, um ein vielfaches Zählen derselben Periode auszuschließen.

Insgesamt wurden aus den 35 Wetterjahren sieben eindeutige Extremwettersituationen unterschiedlicher Länge identifiziert. Eine der Extremwettersituationen - der 4,5-Tages-Zeitraum - findet im Januar des Basiswetterjahrs für die Modellierung statt (2015).

Abbildung 67 zeigt die deutschen Residualnachfragen für das Energiesystem im KN100-Szenario im Jahr 2045 für die identifizierten Extremwettersituationen. Abgebildet sind jeweils Zeiträume von zwei Wochen, in deren Mitte die mithilfe der Residualnachfrage identifizierte Extremperiode liegt. Die Stunden sind als Dauerlinien nach Höhe der Residualnachfrage geordnet, sodass der zeitliche Zusammenhang zwischen den Stunden nicht abgebildet ist. Die für die zusätzlichen historischen Wetterjahre simulierten Residuallasten können mit den bereits im Modell hinterlegten Spitzenresidualnachfragen verglichen werden, um sie bezüglich ihrer Kritikalität einzuordnen. Wie oben beschrieben, wird die im KN100-Szenario installierte gesicherte Kraftwerksleistung unter anderem durch eine Nebenbedingung getrieben, in der hohe Lasten bei gleichzeitig geringen Verfügbarkeiten von Erneuerbaren, d. h. hohe Residuallasten unterstellt werden. Für insgesamt drei der sieben hier identifizierten Extremwetterzeiträume treten Residualnachfragen auf, die über den im Modell bereits abgebildeten Spitzenresidualnachfragen liegen. Diese sind potenziell besonders kritisch und können nur überbrückt werden, wenn Erneuerbare oder Flexibilitäten mehr beitragen als für die Nebenbedingung angesetzt.

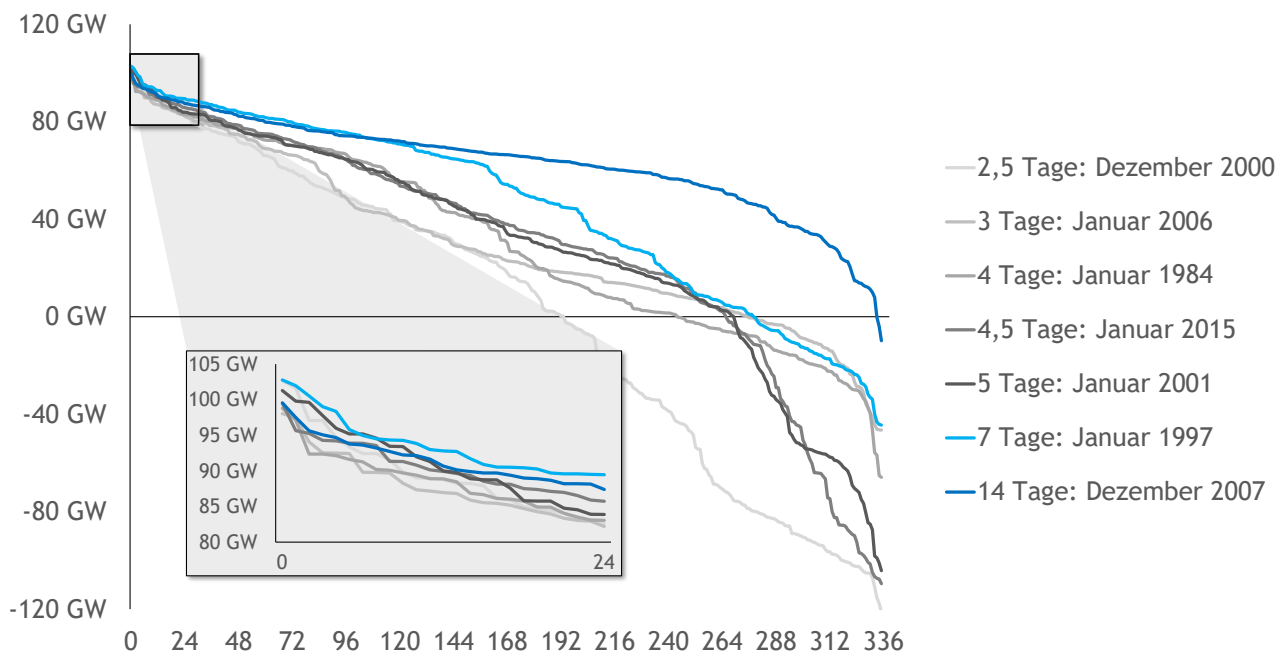


Abbildung 67: Residualnachfragedauerlinien für ausgewählte Zeiträume im Jahr 2045

Diese Ereignisse entstehen durch Extremwettersituationen von 2,5, 5 und 7 Tagen, die in den Wintermonaten der historischen Wetterjahre 2000, 2001 und 1997 auftreten. Hervorzuheben ist, dass die insgesamt höchste Residualnachfrage im längsten der drei Zeiträume, d. h. in der 7-tägigen Extremsituation auftritt. Es gibt also für die simulierten Residualnachfragezeitreihen keinen Zeitraum von kürzerer Dauer, der eine höhere Spitze aufweist. Zusätzlich liegt die Residualnachfrage für fast alle betrachteten Zeitpunkte über den Residualnachfragen der 2,5- und 5-tägigen Extremwettersituationen. Der Zeitraum im Januar 1997 ist - mit Blick auf die deutsche Residuallast - als besonders markantes Extremereignis einzuordnen. In dieser Extremwettersituation liegt die maximale Residualnachfrage knapp 3 GW über der bereits im Modell abgebildeten Spitzenresidualnachfrage. Je nach tatsächlicher Verfügbarkeit von Importen und Möglichkeiten zum Einsatz von Flexibilitäten besteht in diesem Zeitraum also die Gefahr, dass Versorgungslücken auftreten.

Auch die längste betrachtete Extremwettersituation von 14-tägiger Dauer sticht hervor. Zwar liegt die maximale Residualnachfrage in diesem Zeitraum mit knapp 100 GW im Bereich des bereits im Modell abgebildeten Werts für die Spitzenresidualnachfrage. Trotzdem liegt die Residualnachfrage über den gesamten Zeitraum auf konstant hohem Niveau. Verglichen mit den anderen abgebildeten Zeiträumen treten außerdem deutlich weniger Stunden mit negativer Residualnachfrage auf, in den bspw. Speicher geladen werden könnten. Auch in diesem Zeitraum könnten also Versorgungslücken auftreten, falls Speicher oder Importe nur einen reduzierten Beitrag erbringen können.

Auf Basis der für das KN100-Szenario simulierten deutschen Residualnachfrage werden zwei Fallstudien zur Untersuchung der Auswirkung besonders kritischer Extremwettersituationen auf das Energiesystem durchgeführt: Für den 7-tägigen Zeitraum um den 8. Januar 1997 sowie den 14-tägigen Zeitraum um den 17. Dezember 2007.

Meteorologische Einordnung

Die meteorologische Einordnung der Extremwittersituationen basiert auf Berechnungen mit dem PV- und Windenergiemodell am Institut für Geophysik und Meteorologie der Universität zu Köln (z. B. Frank et al., 2021). Eingangsdaten für das Modell und für die meteorologischen Analysen ist die COSMO-REA6 Reanalyse für Europa mit einer horizontalen Auflösung von 6 km, die im Forschungsbereich Klimamonitoring und Diagnostik des Hans-Ertel-Zentrum für Wetterforschung entwickelt und vom Deutschen Wetterdienst produziert wurden. Nach einer Darstellung der mittleren Bedingungen für Wintermonate erfolgt die Betrachtung der Abweichungen und Besonderheiten während der zwei Extremwetterperioden.

Das langjährige Mittel für die meteorologische Bedingungen im Winter über Europa zeigt die typischen Westwinde, gekennzeichnet durch breitenkreisparallele Isobaren (Abbildung 68 (a)). Windgeschwindigkeiten im Bereich der Narbenhöhe von Windkraftanlagen, die hier exemplarisch als Mittelwert über den Höhenbereich 85-120m dargestellt sind, zeigen die charakteristischen höheren Werte über dem Meer als über Landflächen (Abbildung 68 (a)), was durch die stärkere Reibung, und somit Reduktion der Windgeschwindigkeit, über Land bedingt ist. Entsprechend ist der potenzielle Ertrag von Offshore-Windenergieanlagen größer als an Land (Abbildung 68 (d)).

Die Mittelwerte für die Strahlung und die Lufttemperatur nehmen astronomisch bedingt von Norden nach Süden zu (Abbildung 68 (b)). Der erwartete Ertrag von PV-Anlagen in Südeuropa ist somit im Mittel größer als in Mittel-, Nord- und Osteuropa (Abbildung 68 (c)).

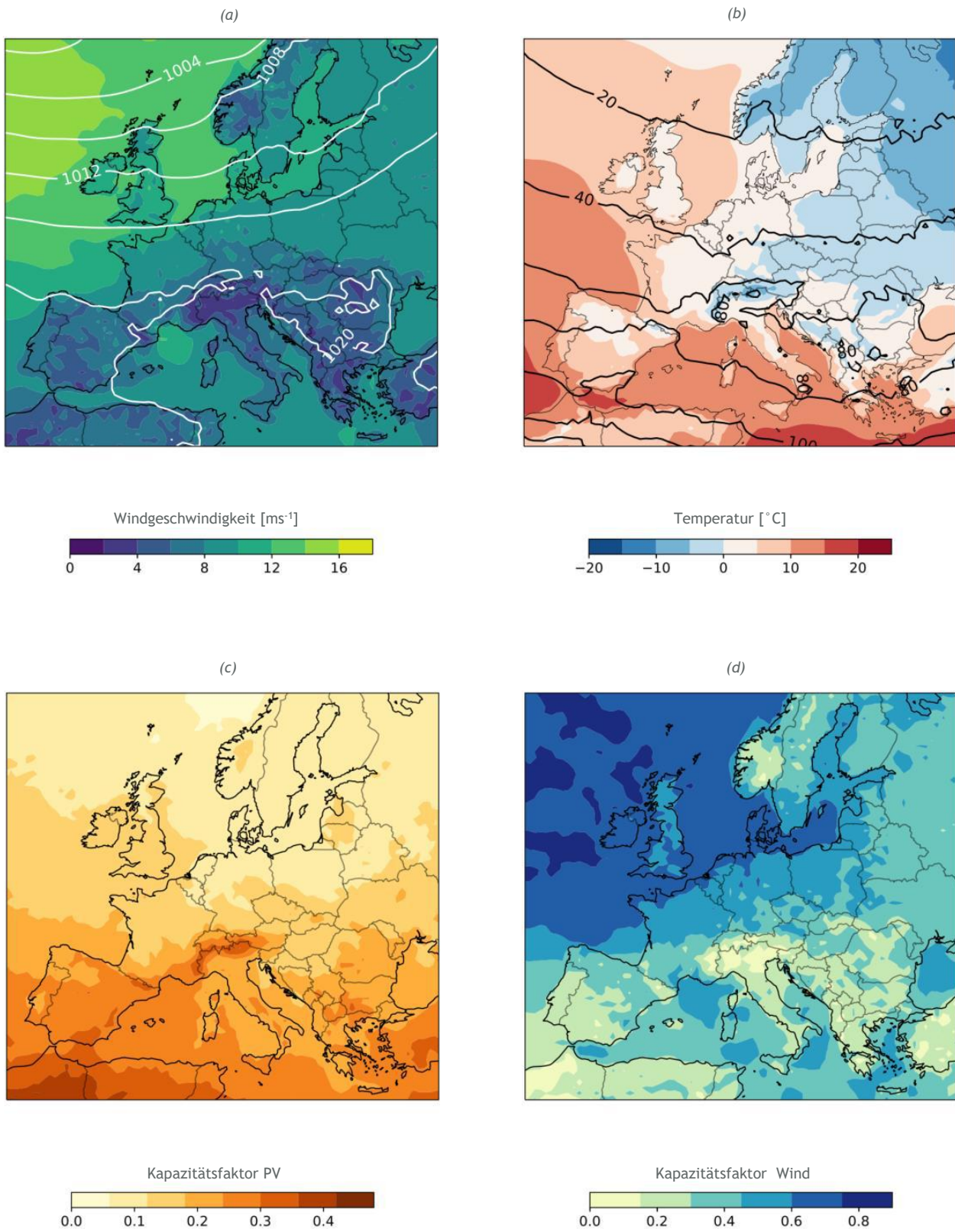


Abbildung 68: Mittel ausgewählter meteorologischer Größen für die Wintermonate 1995 bis 2014

für (a) die Windgeschwindigkeit um 100 m über dem Boden in ms⁻¹ (Farbe) und der Luftdruck auf Meeresniveau in hPa (Linien), (b) die bodennahe Lufttemperatur in Grad Celsius (Farbe) und die mittlere tägliche solare Einstrahlung in Wm⁻² (Linien), (c) den potenziellen PV Kapazitätsfaktor und (d) den potenziellen Windenergie Kapazitätsfaktor.

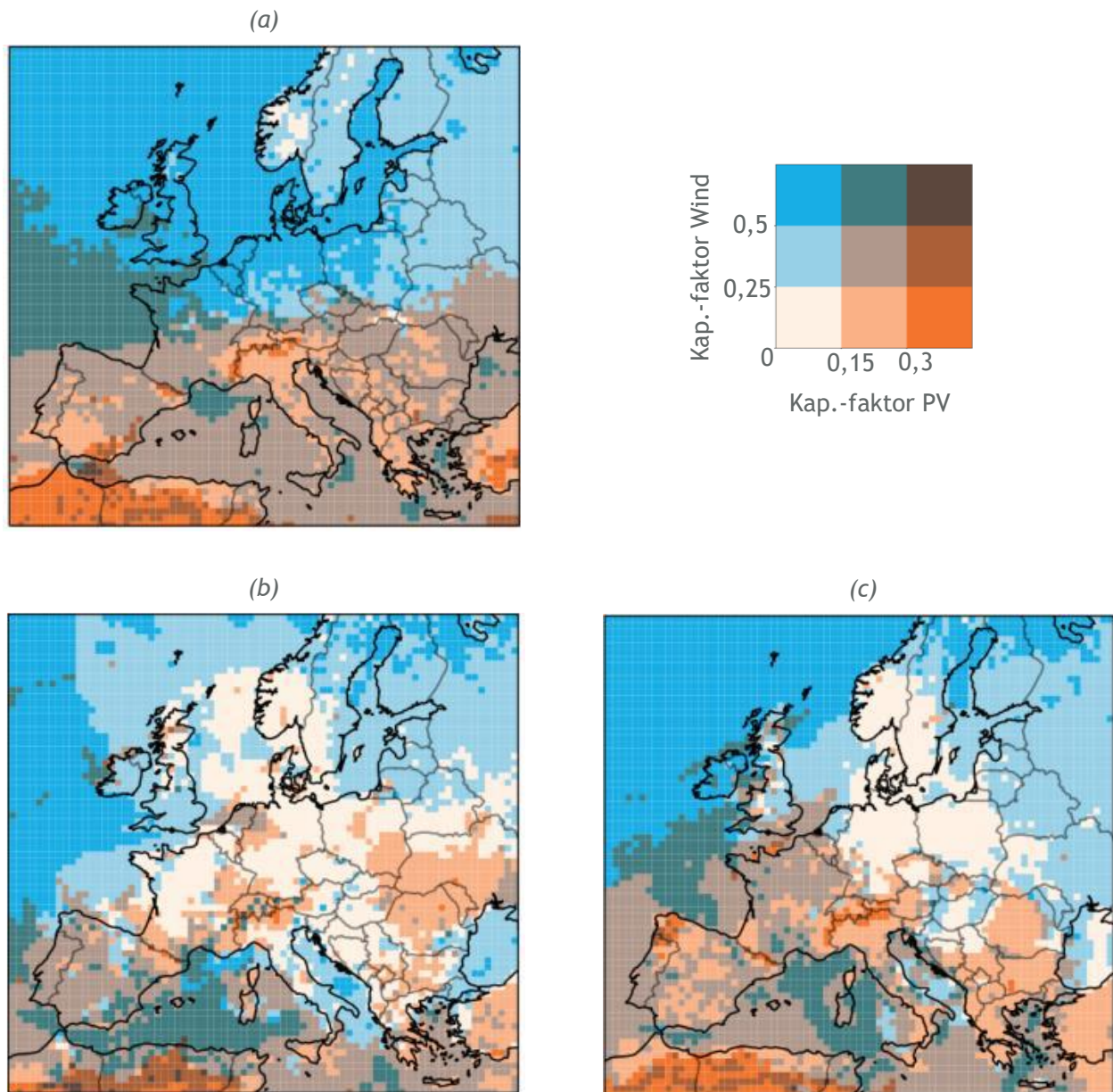


Abbildung 69: Gemittelte Kapazitätsfaktoren für Photovoltaik und Windenergie

für (a) die Wintermonate der Jahre 1995- 2014, sowie die Extremwetterperioden im (b) Januar 1997 und (c) Dezember 2007.

Besonders kalte und vergleichsweise trockene Luftmassen befinden sich im Mittel über dem Norden und Osten Europas und stehen warmen Temperaturen im Mittelmeerraum gegenüber. Bei der 7-tägigen Extremwettersituation aus dem Jahr 1997 handelt es sich um eine „kalte Dunkelflaute“, in der die Kapazitätsfaktoren für PV- und Windenergieerzeugung über großen Teilen Europas deutlich unter den Mittelwerten für Winter lagen (Abbildung 69 (a-b)). Die Wetterlage war durch Hochdruckeinfluss vom Jahreswechsel bis zum 10. Januar 1997 geprägt. Ab dem 5. Januar hat sich die Luftdruckverteilung nur wenig geändert, sodass ein stationärer Hochdruckrücken über Zentraleuropa lag, der kalte Luftmassen nach Mitteleuropa lenkte (Abbildung 70 (a)). Die durch die Wetterlage bedingte Abkühlung führte zu einer Kältewelle, die

Süd- und Mitteleuropa beeinflusst und regional zu einer bodennahen Temperaturanomalie von bis zu -10°C gegenüber der langfristigen Wintermitteltemperatur führte (Abbildung 70 (b)).

Eine deutliche „Flaute“ mit einer regionalen Anomalie von bis zu -9 ms^{-1} im Mittel für 4.-11.1.1997 gegenüber dem langjährigen Wintermittel, führte zu einer geringeren Erzeugung von Windenergie als im Mittel erwartet wird. Die Flaute war in Zentral- und Westeuropa besonders deutlich ausgeprägt. Abschätzungen des Windenergiepotenzials basierend auf COSMO-REA6 Daten zeigen negative Anomalien im Windenergiepotenzial in Deutschland, Frankreich, Großbritannien, Nord- und Ostsee sowie in Teilen Osteuropas und den skandinavischen Ländern. Süd- und Nordeuropa zeigen im Mittel relativ hohe potenzielle Windenergieerträge, was konsistent mit den Kapazitätsfaktoren für Windenergie im Energiesystemmodell für den Zeitraum ist. Saisonal bedingt, ist der Beitrag von PV im Winter geringer als in anderen Jahreszeiten. Im Vergleich zum Wintermittel, fällt in der Berechnung der potenziellen PV-Erträge auf, dass sie für die Jahreszeit ungewöhnlich gering ausfallen, was charakteristisch für eine „Dunkelflaute“ ist.

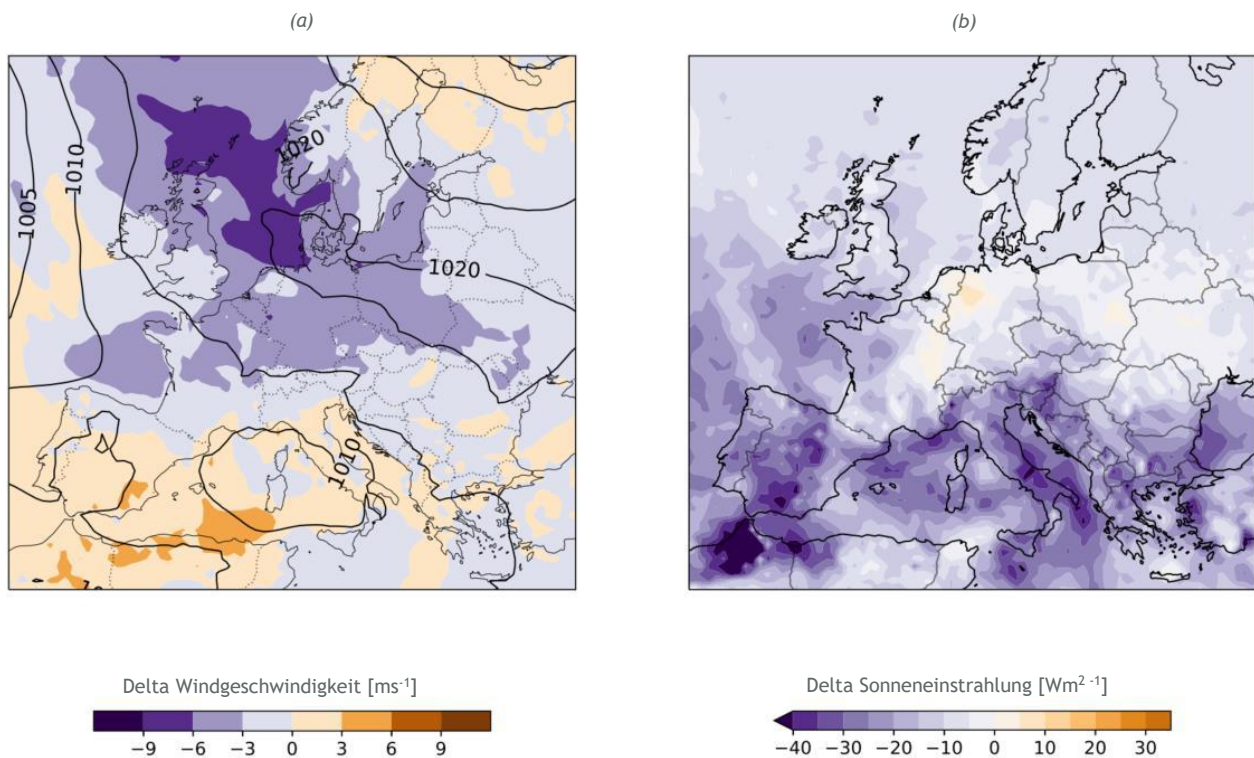


Abbildung 70: Meteorologische Bedingungen im Januar 1997

Gezeigt sind (a) die Abweichung der Windgeschwindigkeit um 100 m über dem Boden gegenüber dem Mittelwert für die Wintermonate im Zeitraum 1995- 2014 (Farbe), die Linien gleichen Luftdrucks auf Meeressniveau (Linien) und (b) die Abweichung der solaren Einstrahlung gegenüber dem Mittelwert für die Wintermonate im Zeitraum 1995- 2014.

Die Anomalie in der Einstrahlung trat vor allem in Südeuropa auf (Abbildung 70(b)), wo die Sonneneinstrahlung höher ist als nördlicheren Teilen Europas. Entsprechend größer ist die Auswirkung auf die potenzielle Energieerträge aus PV-Anlagen in dem Zeitraum. Die geringe Sonneneinstrahlung im Mittelmeerraum ist auf Bewölkung zurückzuführen. Durch die zeitgleich auftretende Kälte, die vor allem in Westdeutschland zu besonders geringen Temperaturen führt, beschreibt diese Fallstudie eine markante „kalte Dunkelflaute“.

Im Dezember 2007 zeigt sich in den Grundzügen der Wetterlage ein ähnliches Bild wie im Januar 1997. Nach einer nordöstlichen zyklonalen Strömung über Europa vom 10.-12.12.2007, bildet sich im Zeitraum 13.-21.12.2007 ein stationäres Hochdruckgebiet über Zentraleuropa (Abbildung 71 (a)), was zu schwachen Winden führt. Durch die „Flaute“ mit besonders schwachen Winden über der Nordsee und Norddeutschland, entstehen deutlich geringere potenzielle Energieerträge aus Windenergie als es für die Wintermonate im langfristigen Mittel erwartet wird (Abbildung 69 (b)).

Die Windgeschwindigkeit gemittelt für den Zeitraum 10.-24.12.2007 war regional bis zu -8 ms^{-1} kleiner als im langjährigen Wintermittel für 1995-2014. Die Sonneneinstrahlung für diesen Zeitraum war ebenfalls geringer als es für die Jahreszeit im Mittel üblich ist (Abbildung 71 (b)).

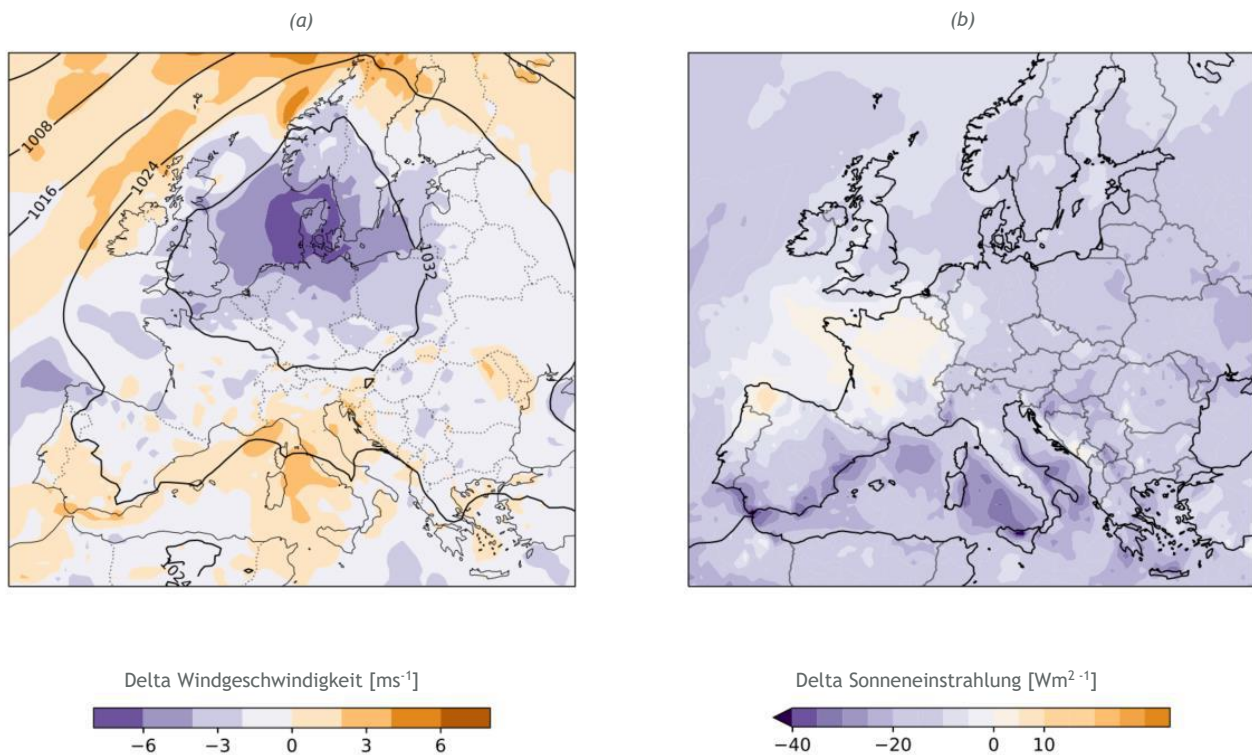


Abbildung 71: Meteorologische Bedingungen im Dezember 2007

Wie vorherige Abbildung

Wie im Fall 1997 war die Einstrahlung und somit der potenzielle PV-Ertrag besonders in Südeuropa kleiner als im langjährigen Wintermittel (Abbildung 71 (b)), was durch stärkere Bewölkung in dem Zeitraum im Vergleich zum Mittel entsteht. Unterschiede gegenüber der kalten Dunkelflaute aus 1997 sind die negativen Anomalien in der Einstrahlung über Osteuropa und positive Anomalien in der Windgeschwindigkeit über Teilen Nordeuropas. Somit konnte in der Fallstudie für 2007 größere Windenergieerträge in Nordeuropa erzeugt werden als im Jahr 1997, was die Energieverfügbarkeit für den potenziellen Import nach Deutschland begünstigt.

Überprüfung der Versorgungssicherheit

Basierend auf den Erkenntnissen der meteorologischen Analyse kann der Frage nachgegangen werden, welche Auswirkungen diese beiden markanten Extremwetterperioden in einem

zukünftigen Energiesystem mit höherer installierter EE-Kapazität - wie dem KN100-Szenario - haben. Für die beiden Extremwetterperioden wird eine detaillierte stündliche Einsatzmodellierung für Kraftwerkspark, Flexibilitäten und NTC-Handelskapazitäten⁴⁴ durchgeführt. Betrachtet werden dabei Deutschland, Süd-, West- und Nordeuropa sowie die direkten osteuropäischen Nachbarländer.⁴⁵ Die Einsatzmodellierung wird für die Modelljahre 2030 und 2045 mit den entsprechenden installierten Kraftwerkskapazitäten, Flexibilitäten und Nachfragestrukturen des KN100-Szenarios in diesen Jahren durchgeführt.

Zur Deckung der Stromnachfrage können die in Kapitel 2.4.4 gezeigten Kapazitäten Erneuerbarer, steuerbarer Kraftwerke sowie die Batterien, Pumpspeicher und DSM eingesetzt werden. Auf der Nachfrageseite werden - wie schon für die Ermittlung der Residualnachfragen - die Stromnachfragen der Endverbrauchssektoren, inklusive temperaturabhängiger Anwendungen wie Wärmepumpen betrachtet. Hinzu kommt der Stromverbrauch von Großwärmepumpen und anderer Power-to-Heat-Anwendungen in der Fern- und Nahwärmebereitstellung. Es wird außerdem angenommen, dass auch während der anhaltenden Extremwettersituation Wasserstoff im gleichen Umfang wie im KN100-Szenario produziert wird⁴⁶. Die Stromnachfrage aus Elektrolyse wird dabei als untertägig flexibel angenommen und kann daher in weniger kritische Stunden verschoben werden.

Für die 14-tägige Extremwettersituation des Wetterjahres 2007 ergibt sich in der Einsatzmodellierung für keines der Modelljahre eine Versorgungslücke. Zwar hat die Ex-ante-Analyse in diesem Modellzeitraum in Deutschland beinahe durchgehend positive Residuallasten identifiziert. Mithilfe von Importen und dem Einsatz von Flexibilitäten (Pump- und Batteriespeicher, aber auch DSM) können Versorgungslücken jedoch vermieden werden. Importe stammen dabei insbesondere aus Nordeuropa.

In der Einsatzmodellierung für die 7-tägige Extremwettersituation des Wetterjahres 1997 hingegen tritt eine Versorgungslücke von 1,4 GW mit Dauer von einer Stunde im Modelljahr 2030 auf. Abbildung 72 zeigt den Einsatz von EE und steuerbaren Kraftwerken zur Deckung der Last, sowie die Stromhandelsbilanz im modellierten Zeitraum. Die stündliche Stromnachfrage wird durch die schwarze Linie dargestellt. Die tatsächliche Systemlast entspricht der gepunkteten Linie. Die Abweichungen zwischen Last und Nachfrage ergeben sich durch Ein- und Ausspeicherung bei Batterien und Pumpspeichern sowie aufgrund von Lastverschiebung durch DSM-Prozesse. Ausspeicherung und Lastreduktion durch DSM sind zusätzlich auch als Teil des kumulierten Stromangebots abgebildet (gelb und rot).

⁴⁴ Es werden keine Lastflüsse berechnet, sondern die auch für das Hauptgutachten angenommenen netto-Transferkapazitäten angesetzt.

⁴⁵ Für das Ausland werden die entsprechenden Last- und EE-Erzeugungszeitreihen für den jeweiligen Zeitraum aus der PECD entnommen.

⁴⁶ Die heimische Wasserstoffproduktion im Modellergebnis des KN100-Szenarios wurde hierfür anteilig für den betrachteten Zeitraum vorgegeben.

Die 7-tägige Extremsituation liegt in der Mitte des abgebildeten Zeitraums. Die kurzfristige Versorgungslücke tritt am 10. Januar zum Zeitpunkt der abendlichen Verbrauchsspitze um 18 Uhr auf. Es handelt sich dabei um einen Werktag, an dem temperaturbedingt hohe Nachfragen mit besonders geringen Verfügbarkeiten für Windenergie koinzidieren. Speicher, die während der PV-Mittagsspitze geladen wurden, werden in dieser Stunde mit voller Leistung eingesetzt. Auch das Verschiebepotenzial durch DSM wird vollständig eingesetzt. In der entsprechenden Stunde stellen Importe (netto) 18,5 GW, dies entspricht knapp 50 % der Kapazität der verfügbaren Grenzkuppelstellen.

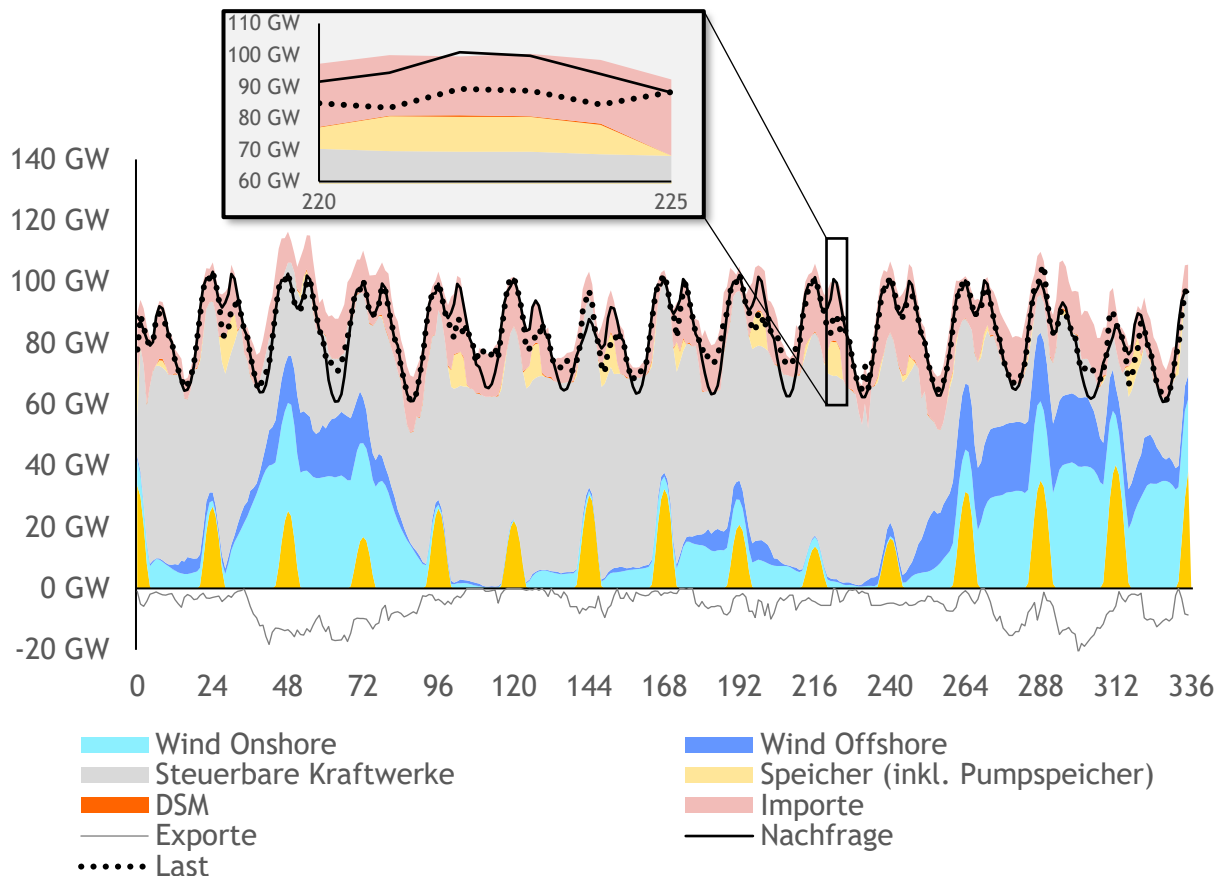


Abbildung 72: Nachfrage, Kraftwerkseinsatz und Versorgungslücke in der 7-tägigen Extremsituation des Wetterjahres 1997 für das Modelljahr 2030

Strom wird in dieser Stunde, aber auch im gesamten betrachteten Zeitraum, vor allem aus Nordeuropa importiert, wo die meteorologischen Bedingungen günstiger sind. Zum Tragen kommen auch europäische Ausgleichseffekte auf der Nachfrageseite. So findet zum Beispiel die französische Spitzennachfrage zwei Tage früher statt, d. h. zu einem Zeitpunkt, an dem PV und Wind in Deutschland einen höheren Beitrag leisten können. Stunden die Importe nicht zur Verfügung, würde die Versorgungslücke entsprechend höher ausfallen.

Im Energiesystem des KN100-Szenarios der Jahre 2035, 2040 und 2045 entsteht für das betrachtete Extremwetterereignis keine Versorgungslücke. Inzwischen zugebaute Batteriespeicher kompensieren jeweils den Anstieg der deutschen Stromnachfrage. Eine erneute Versorgungslücke kann

durch einen Zuwachs bei den Importen vermieden werden. So sorgt bspw. der Ausbau der Interkonnektorkapazität in die Schweiz für zusätzlich knapp 3 GW Stromlieferungen im Jahr 2045 (gegenüber 2030). In der kritischen Stunde kann die vorhandene Handelskapazität - wie auch bereits 2030 - voll ausgelastet werden, weil in der Schweiz Wasserkraftwerke und Pumpspeicher den entsprechenden Strom zur Verfügung stellen. Auch Frankreich kann in der kritischen Stunde im Jahr 2045 deutlich mehr Strom nach Deutschland exportieren als im Jahr 2030. Hier ist jedoch nicht allein der Anstieg der NTC-Kapazität ausschlaggebend, sondern auch der Kapazitätszubau in Frankreich sowohl bei Erneuerbaren als auch steuerbaren Kraftwerken.

Denkbar ist, dass die nach Einsatz der steuerbaren Kraftwerke und unter Berücksichtigung von Importen entstehende Versorgungslücke des Modelljahres 2030 durch zusätzliche Flexibilität überbrückt werden kann. Eine Sensitivitätsanalyse, in der angenommen wurde, dass Wärmepumpen und E-Fahrzeuge ihre Last teilweise verschieben können⁴⁷, zeigt, dass die Nachfrage in der kritischen Stunde weit genug abgesenkt werden kann, um die Versorgungslücke von 1,4 GW zu schließen. Es wird dabei vorausgesetzt, dass in Wohngebäuden installierte thermische Speicher bzw. die Batterien von Elektrofahrzeugen zu diesem Zweck eingesetzt werden können. Um diese Flexibilitätspotenziale tatsächlich nutzen zu können, müssten die Verbrauchseinrichtungen mit entsprechenden Schnittstellen ausgestattet sein. Auch regulatorische Anreizsysteme für private Haushalte müssten erst noch geschaffen werden. Ebenso denkbar wäre es, einer kurzfristigen Versorgungslücke - wie hier identifiziert - mithilfe von abschaltbaren Lasten beizukommen, d. h. Großverbraucher aus Industrie für einen Lastabwurf zu kontrahieren.

Unsicherheiten und weiterer Forschungsbedarf

Die dargestellten Ergebnisse unterliegen naturgemäß den Unsicherheiten einer vereinfachten Kraftwerkseinsatzmodellierung in einem linearen Optimierungsmodell. So können Kraftwerke flexibel und unter perfekter Voraussicht eingesetzt werden. Auch sind etwaige Kraftwerksausfälle lediglich über eine pauschale Wahrscheinlichkeit („Technologiebeitrag“) abgebildet, jedoch nicht explizit modelliert. Versorgungslücken werden dadurch tendenziell unterschätzt.

Auch ist hervorzuheben, dass Importe in der 7-Tages-Extremperiode durchgehend einen hohen Beitrag zur Deckung der Last und insbesondere zur Beladung der Speicher leisten. Diese sind ihrerseits essenziell für die Deckung der unflexiblen Nachfrage, insbesondere in den Abendstunden. Auch das Ergebnis bezüglich der Verfügbarkeit von Importen unterliegt jedoch Unsicherheiten. Denn die vorliegende Analyse konzentriert sich bei der Identifikation von Extremwittersituationen auf Deutschland. „Dunkelflauten“ sind nicht auf Deutschland begrenzt, sondern beeinflussen auch angrenzende Länder. Wenn auch andere Länder hohe Residuallasten zu decken haben, stünde potenziell weniger Energie für Importe nach Deutschland zur Verfügung.

⁴⁷ Für Wärmepumpen wird eine maximale Verschiebedauer von 2 Stunden, für E-Fahrzeuge eine Verschiebedauer von 4 Stunden (vorwärtsgerichtet) vorausgesetzt. Dabei wird angenommen, dass ein Großteil der Nachfrage flexibilisiert werden kann: 60 % der E-Fahrzeuge und 90 % der Wärmepumpen bis 2045.

Zwar haben Frank et al. (2021) gezeigt, dass Extreme in PV- und Windenergieverfügbarkeit zwischen europäischen Staaten nicht zeitgleich auftreten müssen, sodass potenziell Ausgleichseffekte zwischen verschiedenen Staaten genutzt werden können. Ob tatsächlich länderübergreifende Wetterphänomene auftreten, die für das Energiesystem kritisch sind, bedarf jedoch der weiteren Untersuchung. Eine Betrachtung europäischer Residualnachfragen analog zum hier gewählten Vorgehen für die deutsche Residualnachfrage könnte dazu dienen, in historischen Wetterdaten Perioden zu identifizieren, in denen überregional gleichzeitig hohe Nachfragen und geringe EE-Verfügbarkeiten auftreten. Dabei könnten auch Projektionen zur Zusammensetzung des europäischen EE-Anlagenparks sowie Nachfrageentwicklungen berücksichtigt werden.

Es sei außerdem darauf hingewiesen, dass die hier betrachteten Extremwetterperioden aus historischen Wetterdaten identifiziert wurden. Es wird allerdings eine Zunahme von Extremereignissen in einem wärmeren Klima erwartet. Die konkrete Bedeutung für das Energiesystem unter Einbezug eines sich wandelnden Energiesystems mit mehr wetterabhängigen EE-Kapazitäten und sich ändernde Nachfrage, ist bislang nicht hinreichend untersucht worden. Eine Rolle spielt dabei auch die unsichere sozio-ökonomische Entwicklung in der Zukunft, die mit unterschiedlichen Emissionen von Treibhausgasen einhergeht und somit auch den Klimawandel und resultierende Wetterlagen beeinflusst.

Insgesamt ist jedoch festzuhalten, dass der Kraftwerkspark des KN100-Szenarios und insbesondere die gesicherte Kraftwerksleistung in den beiden untersuchten Extremwettersituationen - mithilfe von Importen und unter Berücksichtigung von zusätzlicher Nachfrageflexibilität - die Versorgung gewährleisten können. Soll die Versorgungslücke ohne Einschränkungen bzw. Flexibilität auf der Nachfrageseite vermieden werden, ist ein weiterer Zubau gesicherter Kraftwerksleistung erforderlich. Dabei kommen vor allem flexible Gasturbinen infrage, die zukünftig auch Wasserstoff verbrennen und daher klimaneutral Strom erzeugen können. Auch zusätzliche Batteriespeicher hätten in der betrachteten Extremwettersituation die Versorgungslücke überbrücken können, da im Zeitraum um die kritische Stunde die Handelsbilanz positiv ist, also sogar exportiert wird.

Welche Technologie aus Gesamtsystemsicht geeignet ist, hängt nicht zuletzt von der Struktur und Häufigkeit von Wetterereignissen in der Zukunft ab. Es liegt nahe, dass Batteriespeicher vor allem kurze, aber häufiger auftretende Lücken überbrücken können. Längere „Dunkelflauten“ erfordern hingegen zusätzliche thermische Kapazitäten (v. a. wasserstofffähige Gaskraftwerke) oder Langfristspeicher. Bei der Auslegung der gesicherten Kraftwerksleistung gilt es daher zu ermitteln, mit welcher Dauer und Häufigkeit Extremwetterperioden in Zukunft auftreten. Dabei sollten nicht nur historische Wetterjahre betrachtet, sondern auch Klimawandelszenarien und deren Eintrittswahrscheinlichkeiten berücksichtigt werden. Extremwetterperioden müssen dabei in zeitlicher Abfolge und über längere Zeiträume als die hier gewählten 14 Tage betrachtet werden, um den Beitrag von Speichern sowie europäische Ausgleichseffekte bzw. den Beitrag einer intensiveren europäischen Vernetzung zu quantifizieren.

2.4.6 Fernwärmenachfrage und Fernwärmeerzeugung

Der **Ausbau der Fern- und Nahwärmenetze** ist ein wichtiger Baustein zur Erreichung der Klimaziele im Gebäudesektor. Bis 2045 steigt die Anzahl der mit Fernwärme versorgten Wohnungen um 43 % gegenüber 2020. Dabei werden vor allem Neubauten an Wärmenetze angeschlossen, die aufgrund des guten baulichen Wärmeschutzes eine unterdurchschnittliche Wärmenachfrage haben. Gleichzeitig wird der Gebäudebestand flächendeckend saniert, was die Nachfrage nach Fernwärme reduziert und den Anstieg der Fernwärmekunden überkompensiert.⁴⁸ Auch die Nachfrage aus der Industrie sinkt durch Effizienzgewinne langfristig um ca. 10 %. Abbildung 73 zeigt die **Fernwärmenachfrage**, welche von 128 TWh im Jahr 2018 auf 109 TWh im Jahr 2045 sinkt.

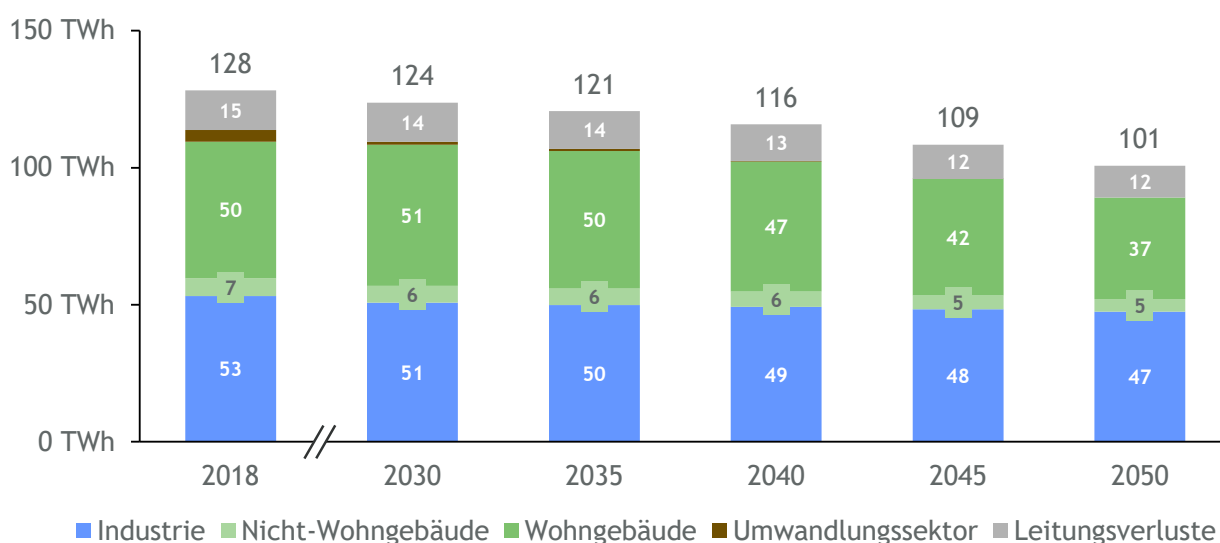


Abbildung 73: Fernwärmenachfrage nach Verbrauchsgruppen

Fernwärmenetze unterscheiden sich u. a. in ihrer Größe und Kundenstruktur, aber auch hinsichtlich der verfügbaren Wärmequellen. Um langfristig klimaneutrale Fernwärme bereitzustellen, werden individuelle Kombinationen neuer Wärmequellen wie Geothermie, Solarthermie, industrielle Abwärme, Großwärmepumpen und Power-to-Heat (Elektrodenkessel) sowie Biomasse und Wasserstoff eingesetzt.

Im Zuge des Rückgangs bei den Kohlekraftwerkskapazitäten sinkt der Einsatz von Braun- und Steinkohle in der **Fernwärmeerzeugung** um über die Hälfte bis 2030 und endet bis 2035. Ersetzt werden diese Anlagen zunächst durch (teilweise wasserstofffähige) Gas-KWK-Anlagen, welche langfristig mit neuen Wärmequellen kombiniert betrieben werden. Dabei werden KWK-Anlagen flexibler eingesetzt, sodass Gas und Wasserstoff immer mehr eine Back-up-Funktion für Zeiten mit hoher Strom- und Wärmenachfrage übernehmen. Im Jahr 2045 wird in den Gas-KWK-Anlagen nur noch Wasserstoff eingesetzt. Rund ein Viertel der Fernwärme wird dann aus Wasserstoff erzeugt.

⁴⁸ Eine detaillierte Darstellung der Entwicklung bei den mit Fernwärme versorgten Gebäuden findet sich in ITG/FIW-Gutachterbericht (2021).

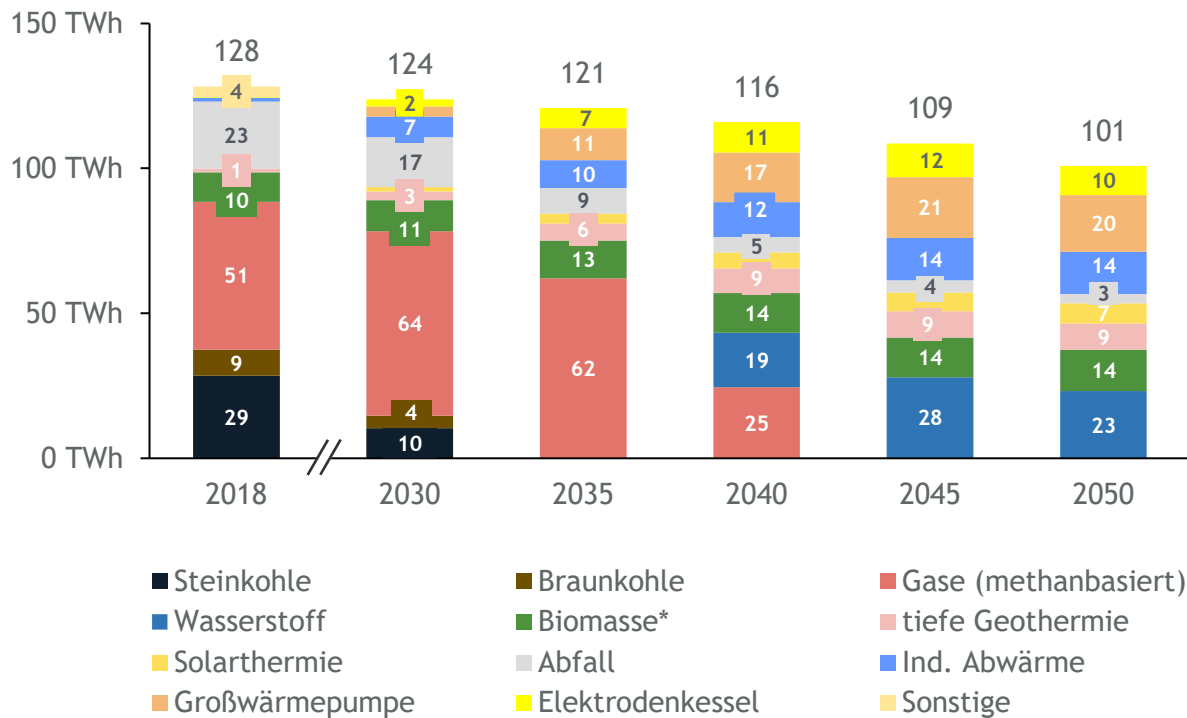


Abbildung 74: Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern

*Biomasse beinhaltet Rohbiogas. Biomethan fällt unter Gase (methanbasiert).

Auch die Wärmeerzeugung der Müllverbrennungsanlagen sinkt in Folge des geringeren Müllaufkommens und einer zunehmenden Verwendung in der Industrie. Dennoch spielen Müllverbrennungsanlagen in Verbindung mit Technologie zur Abscheidung und Speicherung der Emissionen (CCS) langfristig eine Rolle bei der Erzeugung von Fernwärme.

Die Nutzung von Abwärme aus der Industrie und dem GHD-Sektor (bspw. Datacenter) steigt bis 2030 auf rd. 7 TWh und langfristig auf rd. 14 TWh. Geothermie wird in Regionen mit geeigneten geologischen Bedingungen, d. h. Vorhandensein von wasserführenden Gesteinsschichten mit ausreichend hohen Temperaturen in erreichbarer Tiefe, ausgebaut. Neue Fernwärmetechnologien wie oberflächenwassergespeiste Großwärmepumpen, Power-to-Heat und Solarthermie werden ab Mitte der 2030er Jahre in großem Umfang installiert.

Der Anteil von Biomasse an der Fernwärmeerzeugung steigt von rd. 8 % im Jahr 2018 auf 13 % im Jahr 2045. Jedoch wird statt Rohbiogas vermehrt feste Biomasse eingesetzt. Die meisten der entsprechenden Kraftwerke sind im Jahr 2045 mit CCS-Technologie (BECCS) ausgerüstet, wodurch die Fernwärmebereitstellung zu einer technischen CO₂-Senke wird. Abbildung 74 fasst die Fernwärmeerzeugung nach Energieträger zusammen.

2.4.7 Wasserstoff und synthetische Folgeprodukte

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 synthetische PtL ermöglichen CO₂-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 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.

Nachfrage nach Wasserstoff

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. Damit übersteigt sie den historischen Bedarf nach grauem - per Dampfreformierung aus Erdgas gewonnenen - Wasserstoff in Höhe von rd. 55 TWh. Zwischen 2030 und 2040 wächst der deutsche Wasserstoffmarkt durchschnittlich um über 15 % pro Jahr. Anschließend sinkt das Wachstum auf rd. 10 %/a im Zeitraum von 2040 bis zum Zieljahr 2045. Der Verbrauch von klimafreundlichem Wasserstoff liegt dann bei insgesamt 458 TWh. Davon entfallen 226 TWh auf Endenergieverbräuche (werden also direkt in den Endverbrauchssektoren genutzt und nicht im Umwandlungsbereich bspw. in Kraftwerken eingesetzt), wodurch Wasserstoff einen Anteil von 18 % am Endenergieverbrauch hat. Hinzu kommen nichtenergetische Nachfragen im Industriesektor von 103 TWh.

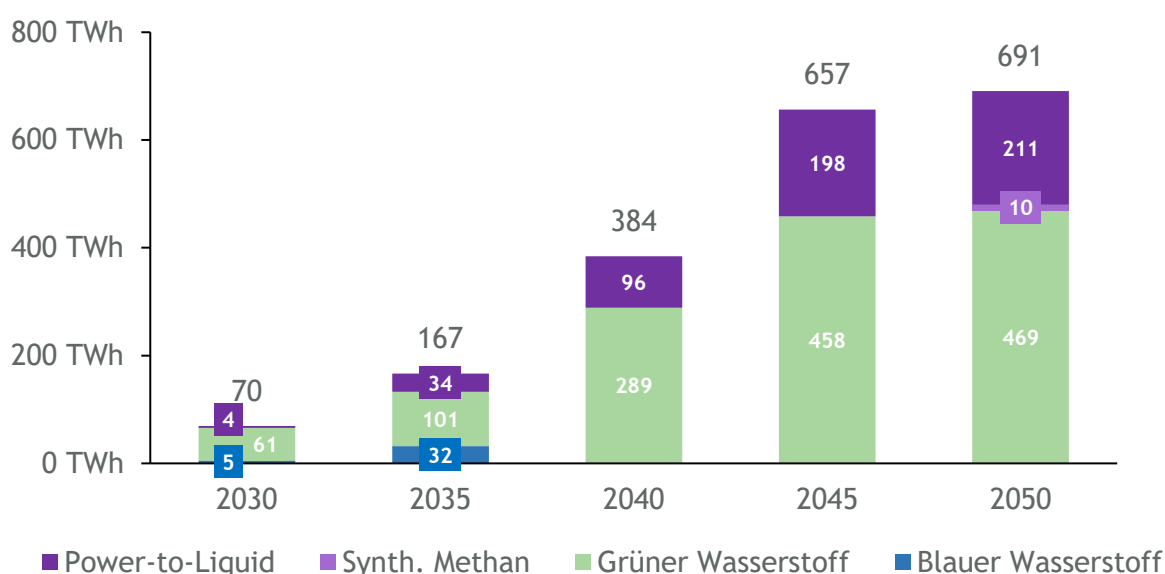


Abbildung 75: Nachfrage nach Wasserstoff und Folgeprodukten

Vor allem die Stahl- und Chemieindustrie setzen früh große Mengen Wasserstoff ein. Insgesamt liegt der Verbrauch im Industriesektor (energetisch und nichtenergetisch) bei 52 TWh im Jahr 2030. Bis zum Jahr 2045 steigt die Nachfrage auf 191 TWh (siehe Kapitel 2.2.5). Im Verkehrssektor wird Wasserstoff überwiegend im Güterverkehr eingesetzt. Während der Verbrauch im Jahr 2030 bei lediglich 9 TWh liegt, steigt er bis 2045 auf insgesamt 59 TWh (inkl. internationaler Luftfahrt) (siehe Kapitel 2.1.4). Im Gebäudesektor kommt es erst in den 2030er Jahren zur Umstellung von Gas- zu Wasserstoffverteilnetzen⁴⁹ und einem in der Folge deutlichen Anstieg des Wasserstoffverbrauchs (siehe Kapitel 2.3.3). Bis die Umstellung erfolgt wird Wasserstoff lediglich im Rahmen der zulässigen Quoten im Gasnetz beigemischt (siehe Kapitel 2.7.3). In der Strom- und Wärmeerzeugung erfolgt im Zeitraum von 2035 bis 2045 beinahe eine vollständige Substitution von Erdgas durch Wasserstoff. Im Jahr 2045 werden zur Strom- und Wärmeerzeugung 128 TWh Wasserstoff eingesetzt, weitere 2 TWh entfallen auf die restlichen Verbräuche des Umwandlungssektors.

Der Großteil des Wasserstoffs wird „grün“, also unter Einsatz von erneuerbar erzeugtem Strom mittels Elektrolyse erzeugt. In Deutschland erfolgt gemäß des exogenen Transformationspfades in der Industrie keine Herstellung von blauem Wasserstoff (bspw. durch Nachrüstung von CCS an bestehenden Anlagen zur Erdgas-Dampfreformierung). Dagegen sehen die Pläne der EU und der Nachbarstaaten durchaus blauen Wasserstoff vor. Daher kann blauer Wasserstoff dennoch importiert und in Deutschland eingesetzt werden. Dies geschieht in geringem Umfang bereits in den 2030er Jahren, wodurch blauer Wasserstoff den Aufbau einer grenzüberschreitenden europäischen Wasserstoffwirtschaft unterstützt und begleitet. Da grüner Wasserstoff im Zeitverlauf in größeren Mengen und zu geringeren Kosten verfügbar ist und es bei der Herstellung von blauem Wasserstoff zu Treibhausgasemissionen kommt, welche laut dem für die vorliegende Studie gewählten Bilanzierungsrahmen Deutschland zugeschrieben werden, endet der Import von blauem Wasserstoff bereits Ende der 2030er Jahre.

Nachfrage nach Wasserstoff-Folgeprodukten

Weil nicht alle Anwendungen mit Wasserstoff betrieben oder elektrifiziert werden können, wird Deutschland auch langfristig auf Methan und flüssige (ölbasierte) Energieträger angewiesen sein. Um die Emissionen in den betreffenden Endanwendungen und Industrieprozesse zu reduzieren, können klimaneutrale Gase und Kraftstoffe verwendet werden, die mittels Methanisierung und Fischer-Tropsch-Synthese produziert werden. Diese Verfahren werden auch Power-to-Gas (PtG) bzw. Power-to-Liquid (PtL) genannt.

Das bedeutendste Anwendungsfeld für PtL ist im KN100-Szenario die Luftfahrt. Um diese klimafreundlicher zu gestalten, werden bereits im Jahr 2030 ca. 3 TWh synthetisches Kerosin beigemischt, was rd. 2 % des gesamten Kerosinverbrauchs entspricht. Zusätzlich werden 1 TWh synthetische flüssige Kraftstoffe im Straßenverkehr eingesetzt. Im Zeitraum bis zum Jahr 2045

⁴⁹ Laut Herstellerangaben ab dem Jahr 2024 hergestellte Gasbrennwertgeräte mit Wasserstoff betrieben werden. Bevor ein Netzabschnitt auf Wasserstoff umgestellt werden kann, müssen alle Endgeräte in diesem Netzabschnitt wasserstofffähig sein. Bei typischen Investitionszyklen von 20 Jahre für Heizungsgeräte wird davon ausgegangen, dass Verteilnetzumstellungen von methanbasiertem Gas auf Wasserstoff in den 2030er Jahren starten und im Jahr 2050 abgeschlossen sind.

steigt der Anteil von PtL in der Luftfahrt weiter an, sodass in Summe 108 TWh an synthetischem Kerosin im Flugverkehr verbraucht werden. Bis zum Zieljahr 2045 wächst außerdem der Bedarf nach synthetischen Kraftstoffen im Straßen-, Schienen-, und Binnenwasserverkehr. Insgesamt werden dann 138 TWh PtL-Kraftstoffe im Verkehrssektor eingesetzt (siehe Kapitel 2.1.4).

Der zweite Großabnehmer von PtL 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 (neben dem MTO/MTA-Verfahren) 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 wesentlich geringer. Im Jahr 2045 werden im Gebäudesektor rd. 9 TWh synthetisches Heizöl benötigt, um verbleibende Ölheizungen klimaneutral zu beheizen.

Herkunft 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 Wasserstoff-Folgeprodukte können aus Regionen mit günstigeren Bedingungen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen importiert werden. Für die

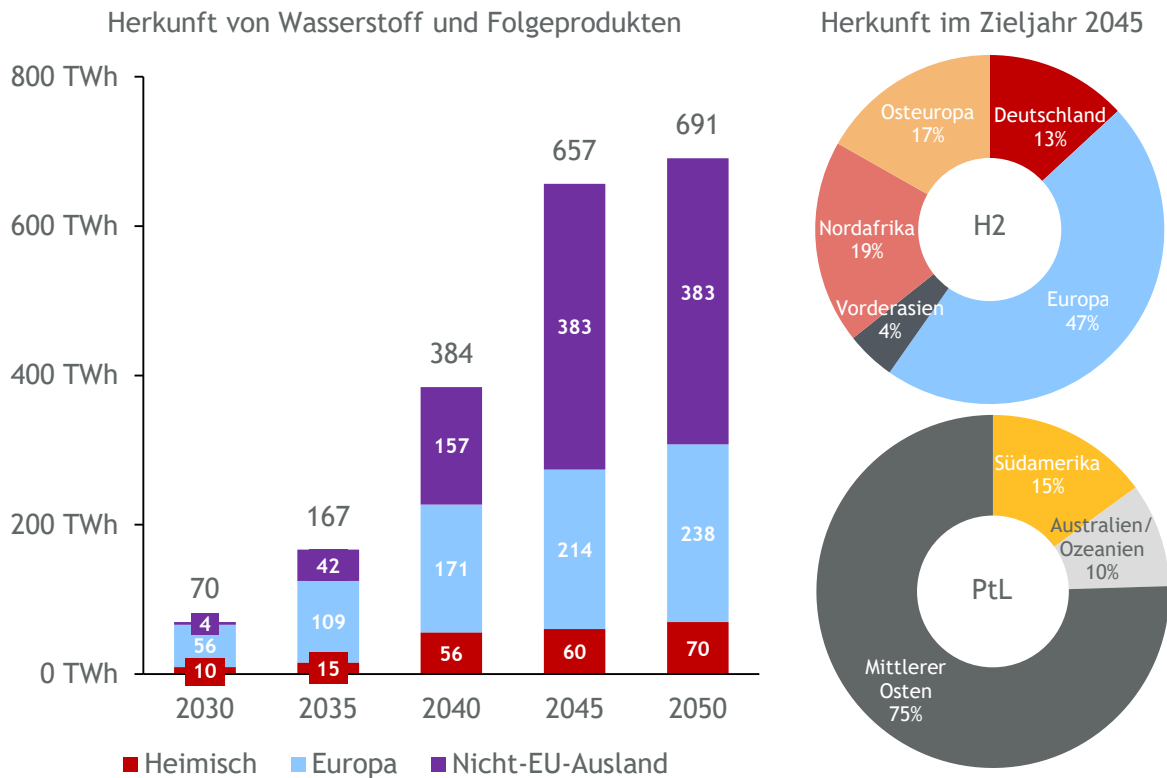


Abbildung 76: Herkunft von Wasserstoff und Folgeprodukten

Studie wurden bottom-up Kosten für den Import von Wasserstoff, synthetischem Gas sowie synthetischen Kraftstoffen aus 113 Ländern ermittelt. Eine methodische Beschreibung findet sich in (Brändle et al., 2020; Schulte et al., 2021; Moritz & Schönfisch, 2021). Darüber hinaus wird die Wasserstoffelektrolyse und -weiterverarbeitung für die EU sowie Großbritannien, Norwegen und die Schweiz explizit in der Energiesystemmodellierung abgebildet und optimiert. Eine detaillierte Beschreibung findet sich in Anhang A: EWI Energiesystemmodell DIMENSION.

Der Bedarf an klimafreundlichem Wasserstoff beträgt 66 TWh im Jahr 2030. Wie durch die nationale Wasserstoffstrategie anvisiert, sind in Deutschland im Jahr 2030 Elektrolyseure mit einer elektrischen Gesamtleistung von 5 GW installiert, welche rd. 10 TWh grünen Wasserstoff erzeugen. Die verbleibenden 56 TWh werden aus dem europäischen Ausland importiert. Die Nachfrage nach synthetischen Kraftstoffen wird über Importe aus weiter entfernten Ländern, z. B. aus dem mittleren Osten gedeckt. Im Zeitverlauf nehmen sowohl inländische Erzeugung als auch Importe deutlich zu. Ab dem Ende der 2030er Jahre steigt allerdings auch die Wasserstoffnachfrage in den europäischen Nachbarstaaten, sodass auch die heimische Produktion weiter ausgebaut wird. Im Zieljahr 2045 deckt diese 13 % der gesamten Wasserstoffnachfrage. Mit 47 % (214 TWh) haben Importe aus dem europäischen Ausland den größten Anteil an der deutschen Wasserstoffversorgung. Darüber hinaus werden große Mengen Wasserstoff per Pipeline aus Nordafrika, Osteuropa (Russland und Ukraine) sowie der Türkei importiert.⁵⁰

Die Herstellung synthetischer Energieträger benötigt große Mengen erneuerbaren Stroms. Die Produktion in Deutschland ist aufgrund im Vergleich geringerer EE-Verfügbarkeiten relativ teuer, außerdem ist die verfügbare Fläche für den Zubau erneuerbarer Energien begrenzt. PtL-Energieträger können aufgrund ihrer hohen Energiedichte und ihres Aggregatzustands günstig transportiert werden. Im KN100-Szenario werden diese daher aus weiter entfernten Weltregionen importiert. Besonders der mittlere Osten bietet sich hier auf Grund seiner sehr guten PV-Bedingungen sowie dem relativ kurzen Transportweg nach Europa als Herkunftsregion an. Auch in Südamerika - insbesondere 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 Importe aus. Weitere 15 % stammen aus Südamerika und die verbleibenden 10 % aus Australien.

2.4.8 Verfügbarkeit und Einsatz biogener Energieträger

Biogene Energieträger wie Biomethan, aber auch flüssige Kraft- und Brennstoffe wie Biodiesel, Bioethanol und biogenes Heizöl können in den Endverbrauchssektoren zur Substitution konventioneller Brenn- und Kraftstoffe eingesetzt werden. Im Gebäude- und im Industriesektor werden außerdem feste Biomassen (vornehmlich Holz) zur Heizung oder Befeuerung von Prozessen

⁵⁰ Unter Berücksichtigung Annahmen zu Wasserstofftransportkosten ist der Import von Wasserstoff per Pipeline aus diesen Regionen kostengünstiger als der Schiffstransport aus weiter entfernten Regionen. Eine Übersicht über die zugrunde liegenden Annahmen und weitere Studienergebnisse wird separat zum Download bereitgestellt.

eingesetzt. Im Energiesektor werden Rohbiogas und Biomethan sowie feste Biomassen zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt. Im Jahr 2018 wurden etwa 270 TWh biogene Energieträger genutzt. Ein Großteil davon entfällt auf feste Biomassen, die vor allem in der Gebäudewärme eingesetzt wurden und auf Biogas, das vor allem als Rohbiogas direkt zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt wurde. Flüssige Biokraftstoffe mit Einsatz im Verkehrssektor machen lediglich etwa ein Zehntel aus. Die Biomassepotenziale steigen im KN100-Szenario langfristig an, allerdings gibt es eine Verlagerung von flüssigen Bioenergieträgern hin zu festen Biomassen. Auch der Einsatz in den einzelnen Sektoren verändert sich im Zeitverlauf, vor allem, weil im Jahr 2030 signifikante Mengen Bioenergieträger zur Erreichung der Sektorziele in den Endverbrauchssektoren eingesetzt werden.

Verfügbarkeit biogener Energieträger

Ein Großteil der Bioenergie stammt aus dem Anbau von Energiepflanzen in Deutschland oder den heimischen Wäldern. Das heimische Bioenergiepotenzial im KN100-Szenario ist Ergebnis der Modellierung aus Öko-Institut-Kurzgutachten (2021). Die Flächenkulisse für den Anbau von Energiepflanzen, aber auch das Potenzial zur Entnahme von Holz aus dem Wald wird durch Maßnahmen zum Schutz und Ausbau der natürlichen Kohlenstoffsенке bedingt. Natürliche Senken werden im sog. LULUCF⁵¹-Sektor bilanziert, in dem Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft zusammengefasst sind. Laut Klimaschutzgesetz der Bundesregierung soll der LULUCF-Sektor im Jahr 2045 eine Senkenleistung von -40 Mio. t. CO₂e erreichen. Der Großteil der Senkenleistung im LULUCF-Sektor wird durch Wälder erbracht, die CO₂ in Bäumen und Boden binden. Um die Waldsenke zu erhalten und zu stärken ist eine Aufforstung, also die Umwandlung von Ackerland in Wald sowie die Extensivierung der Holzentnahme nötig. Auch die Wiedervernässung entwässerter, landwirtschaftlicher Moorböden ist eine wirksame Klimaschutzmaßnahme.

Auch die Flächennutzung der Landwirtschaft begrenzt die Fläche, die für den Anbau von Energiepflanzen verfügbar ist. Der Flächenbedarf der Landwirtschaft nimmt annahmegemäß⁵² leicht ab, da in der langen Frist Tierbestände reduziert und weniger Futterflächen benötigt werden. So gehen Milchkuh-, Rinder- und Schweinebestände bis zum Jahr 2045 um ca. ein Viertel zurück, Geflügelbestände jedoch nur um 3 %. Im Gegenzug steigt der Verzehr pflanzlicher und synthetischer Ersatzprodukten für Fleisch und Milch deutlich an.

In Summe bleibt die Anbaufläche für Bioenergie-Rohstoffe in Deutschland in etwa konstant. Das heimische Bioenergiepotenzial steigt trotzdem von ca. 270 TWh im Jahr 2018 auf bis zu 331 TWh im Jahr 2040. Danach sinkt das heimische Angebot auf ca. 315 TWh/a.

Der Anstieg der Bioenergiepotenziale ist vor allem auf die steigende Verfügbarkeit fester Biomasse zurückzuführen. Da ein Umbau der Wälder hin zu Laub- und Mischwäldern stattfindet, bleibt das Potenzial für Waldholz bis 2035 in etwa auf heutigem Niveau. Ab 2040 sinkt die verfügbare Menge

⁵¹ LULUCF steht für „Land use, land use change and forestry“.

⁵² Der Transformationspfad des Landwirtschaftssektors und die damit einhergehenden Flächenentwicklungen basieren auf der Studie *Klimaneutrales Deutschland 2045* (Prognos, Öko-Institut & Wuppertal-Institut, 2021).

an Waldholz, um die Senkenleistung des Waldes zu erhalten. Gleichzeitig steigt allerdings das Potenzial von Holz aus Kurzumtriebsplantagen von ca. 1 TWh/a auf über 70 TWh/a ab 2040.

Der Anbau von Energiepflanzen für die Gewinnung von biogenen Kraftstoffen steigt bis 2030 an, geht dann aber langfristig zurück, da auch die Nachfrage nach flüssigen Kraftstoffen im Zuge der Elektrifizierung im Verkehrssektor sinkt. Die freien Flächen werden auf Kurzumtriebsplantagen umgestellt.

Das heimische Biogaspotential steigt mittelfristig zunächst an, geht aber bis 2045 aber leicht zurück. Dabei geht der Anbau von Energiepflanzen für die Biogasgewinnung zurück. Beim Abfall-, Klär- und Deponiegas sowie bei der Gewinnung von Biogas aus Gülle gibt es bis 2030 einen leichten Anstieg, danach sind die Potenziale etwa konstant.

Neben den heimischen Potenzialen, deren Entwicklung in Öko-Institut-Kurzgutachten (2021) noch einmal detailliert beschrieben wird, werden zusätzliche Bioenergiepotentiale aus Importen unterstellt. Annahmegemäß können 12 TWh/a Biodiesel und 10 TWh/a feste Biomassen aus dem europäischen Ausland importiert werden, dies entspricht in etwa dem heutigen Niveau. Für aufbereitetes Biomethan wird bis 2030 ein Importpotential von 10 TWh/a unterstellt, langfristig wird ein Anstieg auf 20 TWh/a angenommen. Zwar wird heute Biomethan nur in geringem Umfang importiert, jedoch wird ein deutlicher Anstieg der Biomethanproduktion in Europa und in den angrenzenden Ländern erwartet. Biomethan kann theoretisch über das Gas-Fernleitungsnetz oder in flüssiger Form per LKW oder Schiff importiert werden.

Einsatz biogener Energieträger

Im Zuge der Transformationen in den Endverbrauchssektoren und im Energiesektor verändert sich die Nutzung biogener Energieträger.

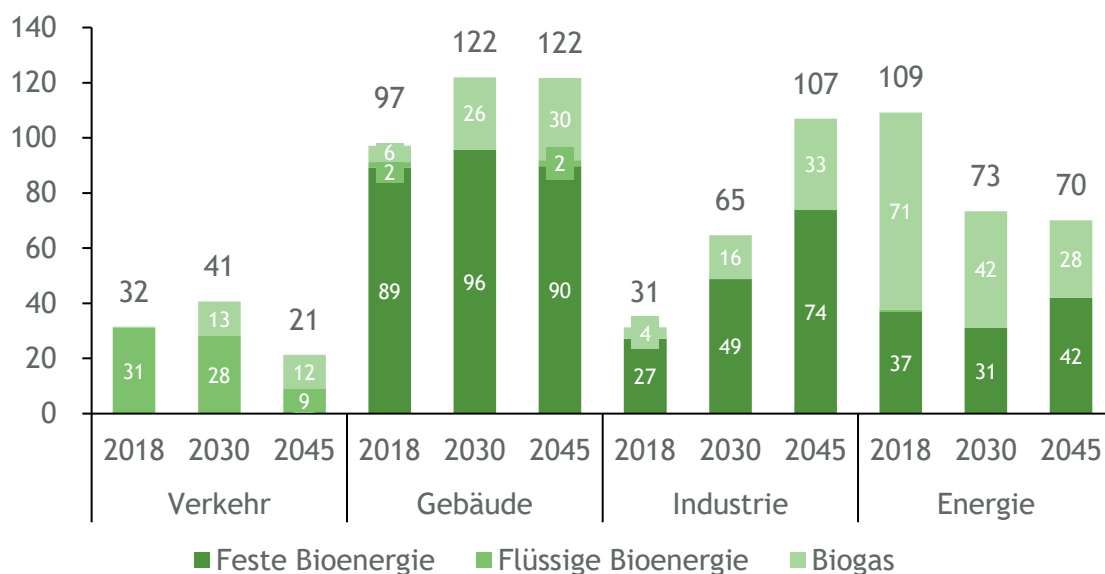


Abbildung 77: Einsatz biogener Energieträger

Wie in Abbildung 77 zu sehen ist, steigt im Gebäudesektor die Nachfrage nach Bioenergie schon bis 2030 stark an. Feste Biomasse bzw. Holz verzeichnen einen Zuwachs um ein Drittel gegenüber dem heutigen Niveau, da die Wärmeerzeugung mit Pellets oder Scheitholz für viele ältere und noch unsanierte Gebäude die günstige CO₂-Vermeidungsoption darstellt. Bis 2040 steigt die Zahl der Pelletheizungen und Einzelfeuerstätten und damit der Einsatz von Holz in der Gebäudewärme und verbleibt dann auf hohem Niveau. Die Energienachfrage nimmt dabei aufgrund von Sanierungsmaßnahmen langfristig leicht ab. Im Jahr 2030, wo das Sektorziel von 67 Mt CO₂e für den Gebäudesektor erreicht werden muss, werden Gasheizungen auch vermehrt mit Biomethan betrieben, um Emissionen zu vermeiden. Biomethan macht 2030 in etwa einen Anteil von 11 % an der Nachfrage nach methanbasierten gasförmigen Energieträgern im Gebäudesektor aus und kann über das Gasnetz an die Gebäude geliefert werden.

Auch im Industriesektor steigt die Nachfrage nach festen biogenen Brennstoffen. Dabei dient die feste Biomasse vor allem der Substitution von Kohle, Öl und Gas als Brennstoff für Hochtemperaturprozesse. Ab 2030, vor allem jedoch bis 2045 werden Verbrennungsanlagen im Industriesektor mit BECCS-Technik ausgestattet. Durch Abscheiden der - bilanziell bereits klimaneutralen - CO₂-Emissionen kann eine zusätzliche Vermeidung, d. h. Senkenleistung von bis zu -10 Mt CO₂e im Jahr 2045 erreicht werden. Auch im Industriesektor nimmt außerdem der Anteil von Biomethan zu und erreicht 2030 einen Anteil von 11 % an der Nachfrage nach methanbasierten Gasen.

Im Verkehrssektor nimmt der Einsatz von flüssigen und gasförmigen biogenen Kraftstoffen zunächst zu. Flüssige biogene Kraftstoffe spielen im Verkehrssektor vor allem im Jahr 2030 eine Rolle, wo sie zum Erreichen des Sektorziels beitragen. Im Jahr 2045 geht die Nutzung von Biodiesel und -ethanol deutlich zurück. Grund dafür ist zum einen der Rückgang bei den konventionellen Antrieben bzw. der Nachfrage nach flüssigen Kraftstoffen. Zum anderen wirkt sich das Verbot der Nutzung biogener Kraftstoffe der 1. Generation ab 2030 aus. Zwar steigt die Nachfrage nach biogenen Kraftstoffen der 2. Generation, diese werden jedoch vor allem als Gase bereitgestellt. Hier kommt Biomethan aus Gülle und Abfall zum Einsatz, welches kriterienkonform nicht aus für Futter- oder Nahrungsmittel geeigneten Pflanzen gewonnen wird.⁵³

Die Nutzung von Biomethan im Verkehrssektor steigt zunächst mit dem Hochlauf gasbetriebener Verkehrsträger, insbesondere im Schwerlastbereich. 2030 wird knapp die Hälfte der Gasnachfrage (exkl. H₂ bzw. nur methanbasierte Gase) durch Biomethan gedeckt. 2045 kann die gesamte verbleibende Nachfrage nach methanbasierten Gasen im Verkehrssektor biogen gedeckt werden, da diese auf Grund des Hochlaufs der Wasserstoffmobilität auf ca. 12 TWh sinkt. Im Verkehrssektor wird vor allem flüssiges Biomethan, d. h. aus dem (europäischen) Ausland importiertes Bio-LNG eingesetzt.

⁵³ Artikel 26, Absatz 3 der *RED II Verordnung* spezifiziert die zulässigen Anteile von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen, die aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen gewonnen werden. Zulässig ist ein Anteil der einen Prozentpunkt höher liegt als der Anteil dieser Kraftstoffe am Endenergieverbrauch im Bereich Straßen- und Schienenverkehr im Jahr 2020, höchstens jedoch 7 %. Bis 2030 werden die zulässigen Anteile auf 0 % abgesenkt.

Im Energiesektor nimmt die Nutzung biogener Brennstoffe bis 2030 zunächst leicht ab. Da im Stromsystem günstigere CO₂-Vermeidungsoptionen wie der Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen existieren, wird weniger Rohbiogas verstromt und stattdessen zunehmend zu Biomethan aufbereitet. So kann es in die Gasnetze eingespeist und in den Endverbrauchssektoren eingesetzt oder in Gaskraftwerken zur Strom- und Wärmebereitstellung genutzt werden. Insbesondere in der Wärmebereitstellung kommen langfristig feste Bioenergieträger wie Holz, aber auch biogene Abfälle zum Einsatz. Durch die Abscheidung und Speicherung des bei der Verbrennung freigesetzten CO₂ kann hier kosteneffizient CO₂ der Atmosphäre entzogen werden.

2.4.9 Treibhausgasemissionen im Energiesektor

Der Energiesektor reduziert den Ausstoß von Treibhausgasen bereits bis 2030 um 78 % gegenüber 1990. Das sektorale Klimaziel, das im Klimaschutzgesetz der Bundesregierung für den Energiesektor auf 108 Mt CO₂e festgelegt ist, wird um 4 Mt CO₂e unterschritten. Der Energiesektor übererfüllt sein Sektorziel, da in den Sektoren Landwirtschaft, Abfall und Sonstige die Sektorziele leicht verfehlt werden, und der Energiesektor dies kompensiert.

Das Gros der Emissionsreduktion im Energiesektor im Jahr 2030 wird durch eine Reduktion der Kohleverstromung (-90 % gegenüber 2018) erreicht. Im Gegenzug wird die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen in etwa verdoppelt.

Ein Teil des Rückgangs bei der Kohleverstromung wird durch einen deutlichen Anstieg der Erdgasverstromung im Jahr 2030 kompensiert. Nach 2030 geht die Stromerzeugung aus Erdgas jedoch sukzessive zurück. Gleichzeitig wächst die (klimaneutrale) Stromerzeugung aus Erneuerbaren und in wasserstofffähigen Gaskraftwerken weiter an. Auch bei der Fernwärmeerzeugung wird zunehmend auf Wasserstoff-KWK sowie Power-to-Heat-Anwendungen und erneuerbare Wärmequellen gesetzt.

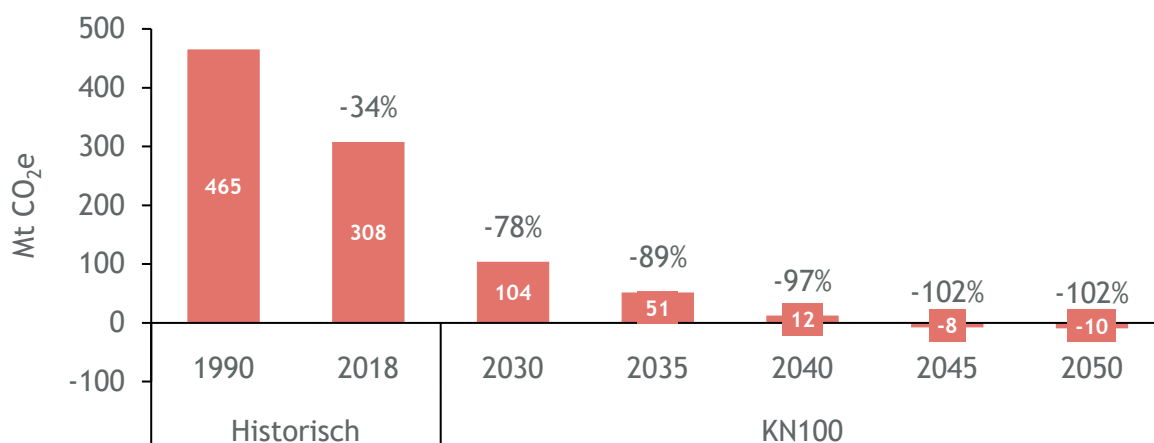


Abbildung 78: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Energiesektor

Im Jahr 2040 gibt es noch Restemissionen aus der Strom- und Wärmeerzeugung mit Erdgas in Höhe von ca. 10 Mt CO_{2e}, 2045 sind es weniger als 1 Mt CO_{2e}. Daneben verbleiben noch Emissionen aus der Abfallverwertung in Müllverbrennungsanlagen in Höhe von ca. 3 Mt CO_{2e} im Jahr 2040 und ca. 2,3 Mt CO_{2e} im Jahr 2045. Auch in Raffinerien und beim Transport von Gasen entstehen noch in geringem Maße Restemissionen.

Ab 2040 werden mit Biomasse betriebene Heizwerke mit BECCS-Technologie ausgestattet und können das bei der Verbrennung entstehende CO₂ direkt abscheiden. Im Jahr 2040 wird so eine Senkenleistung von -5 Mt CO_{2e} erreicht, 2045 sind es bereits -10 Mt CO_{2e}. Zusätzlich werden Müllverbrennungsanlagen mit CCS-Technologie ausgestattet, sodass die bei der thermischen Abfallbehandlung entstehenden Emissionen ab 2040 größtenteils abgeschieden werden können.

Insgesamt ist der Energiesektor damit im Jahr 2040 mit Nettoemissionen von 12 Mt CO_{2e} bereits nahezu klimaneutral. Im Jahr 2045 hat der Energiesektor eine negative Nettoemissionsbilanz.

2.4.10 Investitionen im Energiesektor und Energiebereitstellungskosten

Im KN100-Szenario werden signifikante Investitionen in den Umbau des Kraftwerksparks, d. h. den Zubau wasserstofffähiger Gaskraftwerke und Speicher, sowie den Ausbau der Erneuerbaren Energien, getätigt. Auch der Hochlauf der deutschen Wasserstoffwirtschaft bedeutet Investitionen in signifikanter Höhe. Der Umbau des Energiesektors hat außerdem einen Einfluss auf die Energiebereitstellungskosten, die sich bis 2045 strukturell verändern.⁵⁴

Investitionen im Energiesektor

Ein Großteil der Investitionen im Energiesektor entfällt auf die **Stromerzeugung**. Bereits bis zum Jahr 2030 sind signifikante Investitionen notwendig, um die wachsende Stromnachfrage zu decken und gleichzeitig das Minderungsziel des Energiesektors zu erreichen.

Bereits in der kurzen Frist wird die Erzeugung aus konventionellen Energieträgern wie Erdgas und Kohle deutlich reduziert. Gleichzeitig erfolgt ein schneller Ausbau bei den Erneuerbaren Energien. Diese Entwicklung setzt sich bis 2045 fort: Die installierte Leistung der Erneuerbaren vervierfacht sich in etwa. Zusätzlich werden Flexibilitäten wie Batteriespeicher und wasserstofffähige Gaskraftwerke ausgebaut. Insgesamt sind 2045 Batteriespeicher mit einer Kapazität von 15 GW und 50 GW wasserstofffähige Gaskraftwerke am Markt aktiv. Im Jahr 2045 sind nahezu keine Bestandskraftwerke aus dem Jahr 2021 mehr im System. Erdgas- bzw. methanbefeuerte Gaskraftwerke verbleiben lediglich mit einer Kapazität von 9 GW und erfüllen vor allem eine Backup-Funktion.

Für den Umbau des Kraftwerksparks werden - inklusive ohnehin anfallender Ersatzinvestitionen - bis 2045 rund 522 Mrd. EUR investiert. Dabei werden technologieübergreifend deutliche

⁵⁴ Alle Kostenangaben beziehen sich auf reale Werte (Basisjahr 2018).

Kostendegressionen unterstellt.⁵⁵ Etwa 450 Mrd. EUR entfallen auf den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland, d. h. vor allem auf Windenergie und PV. Die restlichen 72 Mrd. EUR entfallen auf steuerbare Kraftwerke und Flexibilitäten. Zum Vergleich: Laut *Monitoringbericht zur Energiewende* (BMWi, 2021) wurden in Deutschland zwischen 2000 und 2019 insgesamt ca. 235 Mrd. EUR in Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien investiert.

Der Hochlauf der nationalen Wasserstoffwirtschaft erfordert signifikante Investitionen in Elektrolyseure, in Höhe von insgesamt 12 Mrd. EUR bis 2045. Auch hier werden deutliche Kostendegressionen unterstellt.

Bereits bis 2030 werden wie in der nationalen Wasserstoffstrategie geplant bereits Elektrolyseure mit einer elektrischen Anschlussleistung von insgesamt 5 GW zugebaut. Bis 2045 beträgt die installierte Elektrolyse-Leistung insgesamt 24 GW. Langfristig werden etwa 13 % der deutschen Wasserstoffnachfrage aus Elektrolyse in Deutschland gedeckt. Ein Großteil des Wasserstoffs wird aus dem europäischen Ausland sowie ab 2040 zunehmend auch aus dem außereuropäischen Ausland importiert. PtL werden im KN100-Szenario ausschließlich aus dem Ausland importiert. Auch in den Herkunftsländern von Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukten sind daher signifikante zusätzliche Investitionen in die Wasserstoffwirtschaft sowie in den Ausbau Erneuerbarer Energien nötig.

Abbildung 79 zeigt die durchschnittlichen jährlichen Investitionen in den Kraftwerkspark und die Wasserstoffwirtschaft in Deutschland. Bereits zwischen 2021 und 2030 sind signifikante Investitionen vor allem im Bereich der Erneuerbaren zu tätigen. Treiber ist hier neben den Emissionsminderungszielen vor allem der Anstieg der Stromnachfrage, die zwischen 2019 und 2030 um 21 % wächst. Zusätzlich werden wasserstofffähige Gaskraftwerke zugebaut, die den Rückgang von gesicherter Leistung bei den Kern- und Kohlekraftwerken kompensieren. Außerdem fallen für den Zubau von 5 GW Elektrolyseleistung bis 2030 durchschnittlich Investitionen in Höhe von 0,2 Mrd. EUR/Jahr an. Diese Investitionen werden insbesondere ab 2025 getätigt.

Nach 2030 steigen die jährlichen Investitionen mit dem Fortschreiten der Transformation der Energieversorgung weiter an. Zentrale Treiber sind weiterhin Investitionen in Erneuerbare Energien, die für die Emissionsminderung bei weiter steigender Stromnachfrage aus Endverbrauch und Elektrolyse erforderlich sind. Weiterhin sind für die Investitionstätigkeit in Erneuerbare nach 2030 auch zunehmend Ersatzinvestitionen für altersbedingt stillgelegte Anlagen von Bedeutung. Auch die Investitionen in steuerbare Kraftwerke, insbesondere wasserstofffähige Gasturbinen, steigen zwischen 2031 und 2040 an. Denn der Bedarf an gesicherter Kraftwerksleistung steigt, während sowohl Kohle-, als auch konventionelle Gaskraftwerke, substituiert werden müssen.

⁵⁵ Eine Übersicht der zugrundeliegenden Annahmen zu Investitionskosten wird begleitend zu diesem Gutachten zum Download bereitgestellt.

Der Hochlauf der nationalen Wasserstoffwirtschaft findet vor allem zwischen 2031 und 2040 statt, in diesem Zeitraum wird 18 GW Elektrolyseleistung zugebaut. Daher liegen die durchschnittlichen Investitionen in Elektrolyseure in dieser Dekade am höchsten. Nach 2040 kommt es bei den Erneuerbaren weiterhin zu hohen Investitionsbedarfen. Dies ist insbesondere durch Ersatzinvestitionen sowie den zusätzlichen Ausbau von vor allem Wind Offshore und PV begründet.

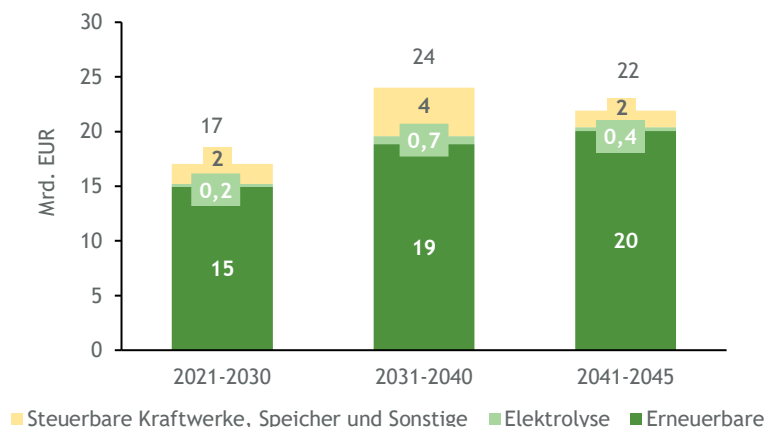


Abbildung 79: Jährliche durchschnittliche Investitionen im Energiesektor in Deutschland

Verglichen mit den Summen, die in Deutschland in der Vergangenheit in Erneuerbare Energien investiert wurden, sind die jährlichen Investitionen im KN100-Szenario in den nächsten drei Dekaden auf einem hohen Niveau - insbesondere vor dem Hintergrund der unterstellten Kostendegressionen bei den Investitionskosten. Ähnlich hohe Investitionen gab es in der Vergangenheit nur in den Jahren 2009 bis 2012, in denen die installierte EE-Leistung von 38 auf 67 GW nahezu verdoppelt wurde. In diesem Zeitraum betragen die jährlichen Investitionen in Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien teilweise mehr als 20 Mrd. EUR. Danach sind die Investitionen aufgrund von niedrigeren Kosten durch Lerneffekte und weniger Zubau stark gesunken. 2019 wurden insgesamt nur knapp 7 Mrd. EUR in Erneuerbare investiert.

Energiebereitstellungskosten

Mit der Erzeugungsstruktur verändern sich auch die **Strombereitstellungskosten**, die sich aus den Großhandelsstrompreise, den Umlagen von Finanzierungslücken für Erneuerbare und Spitzenlastkraftwerken sowie den Verteilungs- bzw. Netzkosten zusammensetzen. Die Strombereitstellungskosten werden in Abbildung 80 für die Jahre 2030 und 2045 dargestellt und mit den historischen Werten verglichen.

Der Großhandelsstrompreis steigt von 3,8 ct/kWh im Jahr 2019 auf 5,5 ct/kWh im Jahr 2030 an. Der Großhandelsstrompreis für die Jahre 2030 und 2045 ist Ergebnis der Marktmodellierung und entspricht den Grenzkosten des - im Sinne der Grenzkosten - teuersten eingesetzten Kraftwerks.

Grund für den Anstieg sind zum einen die Entwicklungen bei der Stromnachfrage, die 2030 bereits um 21 % höher liegt als noch 2019. Zusätzlich geht die Kohleverstromung stark zurück. Importe aus den Nachbarländern und Gaskraftwerke sind daher öfter preissetzend. Gaskraftwerke verzeichnen dabei annahmegemäß steigende Brennstoffkosten. Im Jahr 2045 geht der Großhandelsstrompreis leicht zurück und beträgt noch 4,1 ct/kWh. Grund für den Rückgang ist vor allem der weitere Ausbau Erneuerbarer Energien bei gleichzeitiger Stagnation der

Stromnachfrage. Am Großhandel kommt es aufgrund der Gleichzeitigkeit der Erzeugung vermehrt zu Nullpreisen.

Die grenzkostenbasierten Strompreise ermöglichen keine vollständige Refinanzierung der Erzeugungsanlagen, sodass sich auch in Zukunft ein Förderungsbedarf ergibt. Die Finanzierungslücke ist darauf zurückzuführen, dass ein Teil des Zubaus nicht marktlich, sondern durch politische Zielvorgaben getrieben ist. Besonders das Offshore-Ausbauziel der EU, aber auch die Vorgaben zur Biomasseverstromung wirken sich hier aus. Zusätzlich entsteht mittelfristig ein Förderbedarf aufgrund der verbleibenden EEG-Bestandsanlagen.

Im Jahr 2045 ist außerdem aufgrund der Gleichzeitigkeit der Erzeugung aus erneuerbaren Energien ein sinkender Marktwert zu beobachten. Dies kann zum Beispiel bei Windenergieanlagen, die üblicherweise gleichzeitig produzieren und tendenziell geringe Großhandelsstrompreise verursachen, auftreten. Im Jahr 2045 ist jedoch die Förderung für EEG-Bestandsanlagen ausgelaufen, sodass der Refinanzierungsbedarf für EE-Anlagen insgesamt geringer ausfällt als im Jahr 2030.

Im Jahr 2030 ergeben sich Zusatzkosten

für die Refinanzierung von EE-Anlagen in Höhe von 2,7 ct/kWh. Bis 2045 sinken die zusätzlichen Kosten auf 1,7 ct/kWh. Die hier berechnete EE-Kapazitätsumlage lässt sich dabei nicht direkt mit der heute erhobenen EEG-Umlage vergleichen, da von den bestehenden Ausnahmeregelungen des EEG, die einen Teil des Letztverbrauchs von der Umlage befreien, abstrahiert wird. Im Unterschied zur EEG-Umlage wird der gesamte Stromverbrauch der Endenergiesektoren als Bezugsgröße zugrunde gelegt (siehe Infobox 11). Würden bestimmte Teile der Stromnachfrage von der Kapazitätsumlage befreit, würde diese für die übrigen Nachfragegruppen ansteigen.

Auch für steuerbare Kraftwerke ergibt sich 2030 eine Finanzierungslücke von 1,9 Mrd. EUR und 5,6 Mrd. EUR im Jahr 2045. Die Finanzierungslücke entsteht vor allem für Spitzenlast-Kraftwerke, die sich über die ermittelten Großhandelsstrompreise nicht vollständig refinanzieren können. Die Kapazitätsumlage für Spitzenlastkraftwerke beträgt bei Umlage der Deckungsbeiträge auf den gesamten Letztverbrauch 0,3 ct/kWh im Jahr 2030 und 0,7 ct/kWh im Jahr 2045.

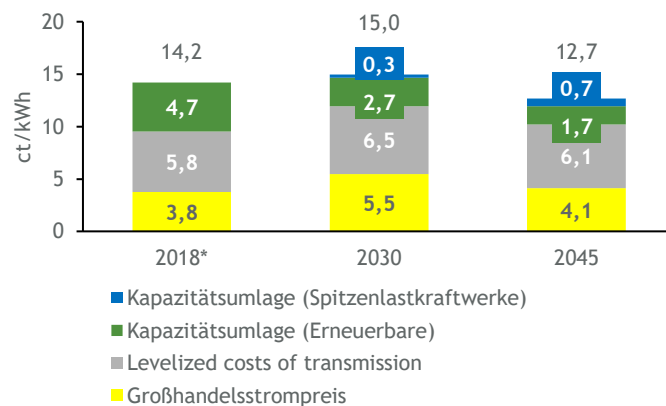


Abbildung 80: Entwicklung der Strombereitstellungskosten

*Die historischen Daten für die LCOT und die Kapazitätsumlage für Erneuerbare wurden basierend auf den Netzentgelten und der EEG-Umlage des Jahres 2018 geschätzt.

Infobox 11: Umlage von Finanzierungslücken

Im KN100-Szenario werden Investitionen in EE-Anlagen nicht vollständig am Strommarkt refinanziert. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Zubau zu einem gewissen Teil nicht marktlich getrieben ist, sondern politischen Zielvorgaben folgt.

Die fehlenden Deckungsbeiträge könnten bspw. nach Vorbild der EEG-Umlage auf Stromnachfrage umgelegt werden, die als Aufschlag auf den Strompreis für Letztverbraucher erhoben wird. Mithilfe der EEG-Umlage werden die Finanzierungskosten der EEG-Förderung umgelegt, d. h. die fehlenden Deckungsbeiträge, die sich anhand der garantierten Vergütungssätze für Stromerzeugung ergeben. Allerdings sind einige Letztverbraucher wie z. B. stromintensive Produktionsprozesse oder Schienenbahnen von der EEG-Umlage befreit. Auch die Eigenstromproduktion aus Bestandsanlagen und kleinen EE-Anlagen ist von der Umlagepflicht ausgenommen. Die Höhe der von nichtbefreiten Letztverbrauchern zu entrichtender Umlage ist also stark abhängig von der Größenordnung befreiter Verbräuche. Im Jahr 2018 lag die EEG-Umlage für nichtbefreite Letztverbraucher bei 6,79 ct/kWh. Für die Jahre 2021 und 2022 ist allerdings eine Deckelung der EEG-Umlage auf 6,5 ct/kWh und 6,0 ct/kWh beschlossen. Auch wird das Instrument EEG-Umlage als solches wiederholt diskutiert und eine Abschaffung erwägt. Als arbeitspreisbasierte Umlage verteuert sie den Strombezug und ist damit ein potenzielles Hindernis für Elektrifizierung.

Eine realistische Fortschreibung der EEG-Umlage ist aufgrund der regulatorisch bestimmten Umlagensystematik nur schwer möglich. Trotzdem ist die Einordnung von Finanzierungslücken wichtig, um die tatsächlichen Energiebereitstellungskosten, die über den Großhandelsstrompreis hinausgehen, abzuschätzen. Daher wird für EE-Anlagen eine durchschnittliche Kapazitätsumlage berechnet, indem die fehlenden Deckungsbeiträge auf den gesamten Letztverbrauch, d. h. ohne Befreiung einzelner Verbraucher oder Eigenversorger, umgelegt werden. Dabei werden sowohl Finanzierungslücken für Neuanlagen als auch Kosten für EEG-Altanlagen berücksichtigt. Anhand des resultierenden Arbeitspreises lassen sich die zusätzlichen Energiebereitstellungskosten abschätzen. Je nach Umlagensystematik könnte diese jedoch für einzelne Verbraucher höher oder niedriger ausfallen

Auch für typische Spitzenlastkraftwerke, vor allem offene Gasturbinen, kann keine vollständige Refinanzierung erreicht werden. Diese werden im KN100-Szenario vor allem als Back-up bzw. Reserve zugebaut. Für Spitzenlastkraftwerke wird analog zur EE-Kapazitätsumlage ein arbeitspreisbasierter Aufschlag auf die Energiebereitstellungskosten berechnet. Auch hier wird die Finanzierungslücke auf den gesamten Letztverbrauch umgelegt.

Im Gegensatz zur EEG-Umlage bei den Erneuerbaren gibt es heute kein Instrument für die Refinanzierung von Spitzenlastkraftwerken. Diese refinanzieren sich am Markt oder nehmen an einem der bestehenden Reservemechanismen teil, deren Kosten über die Netzentgelte auf den Letztverbrauch umgelegt werden. Es bleibt daher zu klären, in welcher Form Investitionen in Spitzenlastkraftwerke künftig angereizt und refinanziert werden.

Neben den Erzeugungskosten fallen auch Kosten für die Verteilung von Strom an. Die Kosten für die Verteilung setzen sich zusammen aus den Kapital- und Betriebskosten der Verteil- und Übertragungsnetze und werden für die vorliegende Studie als durchschnittliche Transportkosten für Strom je Kilowattstunde Letztverbrauch (engl.: levelized costs of transport, LCOT) ausgewiesen. Der im KN100-Szenario notwendige Netzausbau wurde vom Institut ef.Ruhr im Rahmen einer Netzausbaumodellierung ermittelt (siehe Kapitel 2.7.1).

Die Netzkosten im KN100-Szenario steigen im Zeiterlauf an, da der Ausbau der Erneuerbaren Energien und die Elektrifizierung im Endverbrauch einen Ausbau der Verteil- und Übertragungsnetze erfordert. Insgesamt werden im KN100-Szenario bis 2045 Investitionen in die Stromnetze in Höhe von insgesamt ca. 345 Mrd. EUR bis 2045 getätigt. Die Kosten enthalten dabei allerdings nur die Kosten für Leitungen, Kosten für Sekundärtechnologie (Stationen, Transformer, Kompensationsanlagen, etc.) sind nicht enthalten.

Auf die Übertragungsnetze entfallen dabei 162 Mrd. EUR, inklusive der Offshore-Netzanschlusskosten. Die Investitionen in Offshore-Netzausbau allein betragen knapp 69 Mrd. EUR bis 2045. In den Verteilnetzen erfolgen im KN100-Szenario Netzinvestitionen in Höhe von 183 Mrd. EUR bis 2045. Der Großteil des Netzausbaus erfolgt jeweils bis 2030.

Aus diesem Grund steigen die LCOT bis 2030 von schätzungsweise 5,8 ct/kWh im Jahr 2018 auf 6,5 ct/kWh, wenn die Netzkosten auf den gesamten Endverbrauch umgelegt werden. Bis 2045 sinken die LCOT dann wieder auf 6,1 ct/kWh, weil die jährlichen Investitionen nach 2030 etwas geringer ausfallen. Dieser Arbeitspreis lässt sich nicht direkt mit dem heute durch Letztverbraucher zu entrichtenden Netzentgelt vergleichen. Die Netzentgelte dienen zwar der Refinanzierung von Netzkosten, allerdings erfolgt die Berechnung anhand der Netzentgelt-systematik, die für unterschiedliche Verbraucher ganz unterschiedliche Komponenten vorsieht (siehe Infobox 12).

Infobox 12: Umlage von Netzkosten

Die Kosten für die Stromnetzinfrasturktur werden heute als Netzentgelte auf den Letztverbrauch, exklusive der Eigenproduktion, umgelegt. Die Wälzungssystematik ist in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) festgelegt. Die Netzentgelte beinhalten verschiedene Komponenten (Arbeitspreis, Grundpreis, Leistungspreis), die sich je Netzgebiet und Anschlussebene unterscheiden. In der Niederspannung, wo private Haushalte und kleine Gewerbe angeschlossen sind, überwiegt üblicherweise der Arbeitspreis, zusätzlich wird ein Grundpreis erhoben. Industrielle Verbraucher entrichten einen Arbeits- und einen Leistungspreis. Es gibt zusätzlich Sondermodelle für den sogenannten atypischen Letztverbrauch. Beispielsweise entrichten Unternehmen mit einer Abnahme von mehr als 10 GWh und mehr als 7.000 Benutzungsstunden ein reduziertes Netzentgelt.

Die Netzentgeltssystematik steht aufgrund ihrer Komplexität und auch aufgrund der entstehenden Anreize für Letztverbraucher in der Kritik. Zahlreiche Forschungsvorhaben beschäftigen sich mit einer

Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik. Auch sieht der Koalitionsvertrag der auslaufenden Legislaturperiode zwischen SPD und CDU/CSU eine Reform der Netzentgeltsystematik vor, die allerdings bisher nicht umgesetzt wurde.

Aufgrund der Komplexität und des Reformbedarfs ist eine Fortschreibung der Wälzungslogik im Rahmen dieser Studie nicht zielführend. Wie auch für die Gasnetzinfrastruktur werden daher durchschnittliche Transportkosten, die levelized costs of transport (LCOT) berechnet. Auch wenn keine Netzentgelte im Sinne der aktuellen Wälzungssystematik ermittelt werden können, sind Netzkosten doch ein nicht zu vernachlässigender Teil der Energiebereitstellungskosten. Diese ergeben sich als Quotient aus den annualisierten Netzkosten (Betriebs- und Kapitalkosten) und des gesamten Letztverbrauchs. Dabei wird die Befreiung der Eigenproduktion, sowie Netzentgeltreduktionen nicht berücksichtigt. Auch die Aufteilung auf die Komponenten Arbeitspreis, Grundpreis und Leistungspreis wird nicht vorgenommen.

Für die Berechnung der annualisierten Investitionen sind einige Annahmen zu treffen. Die Neuinvestitionen, die in einer Zusatzbetrachtung durch ef.Ruhr ermittelt wurden, werden gleichmäßig auf die Zeiträume zwischen 2021 und 2030 bzw. 2030 und 2045 verteilt. Unter Berücksichtigung einer Lebensdauer von 40 Jahren werden die Annuitäten berechnet. Die Verzinsung entspricht dem gewichteten Mittelwert aus dem Eigenkapital- und Fremdkapitalverzinsung, den die Netzbetreiber laut Anreizregulierung veranschlagen dürfen. Die Kapitalkosten für Altanlagen werden basierend auf Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur zu den durchschnittlichen Netzentgelten und einzelnen Netzkostenbestandteilen geschätzt. Dabei wird angenommen, dass Altanlagen eine Lebensdauer von 50 Jahren haben und gleichverteilt abgeschrieben werden. Die Modellergebnisse von der ef.Ruhr beinhalten keine reinen Ersatzinvestitionen, diese werden in diesem Ansatz daher vernachlässigt.

Auch die Abschätzung der Netzbetriebskosten verlässt sich auf eine Anzahl von Annahmen. Im Übertragungsnetz wird das historische Verhältnis der Wartungskosten zu den Kapitalkosten fortgeschrieben. Die Kosten für Regelenergie, Redispatch, Reservevorhaltung und Netzverluste werden auf dem Niveau des Jahres 2018 eingefroren. Im Verteilnetz wird einem Verhältnis von Betriebs- und Kapitalkosten von etwa 2:3 ausgegangen, das fortgeschrieben wird.

Die so ermittelten jährlichen Netzkosten stellen also lediglich eine grobe Abschätzung dar. Aufgrund der Vernachlässigung von Ersatzinvestitionen, aber auch möglicher Entwicklungen beim Redispatch bzw. Einspeisemanagement werden die Kosten tendenziell unterschätzt.

Bei der Ermittlung der LCOT wird von einer Umlage auf den gesamten Letztverbrauch ausgegangen. Im Übertragungsnetz entspricht dies der gesamten Stromnachfrage aus den Endverbrauchssektoren Industrie, Verkehr und Gebäude. Für das Verteilnetz wird davon ausgegangen, dass zwar alle privaten Verbraucher, Gewerbe und Industrien jedoch nur teilweise am Verteilnetz angeschlossen sind. Die Verteilnetzkosten werden daher nur auf etwa 95 % des Letztverbrauchs umgelegt, dieser Anteil entspricht in etwa den 2018 aus dem Verteilnetz entnommenen Strommengen.

Die für das historische Jahr 2018 approximierten LCOT betragen 5,4 ct/kWh. Sie liegen unter den durchschnittlichen Netzentgelten, die im gleichen Jahr von Haushalten bezahlt wurden (7,19 ct/kWh), was auf die ungleich größere Umlagebasis zurückzuführen ist.

Für die **Bereitstellungskosten für Wasserstoff** sind sowohl die heimischen Produktionskosten als auch die Kosten für Wasserstoffimporte bedeutend. Die nationale Wasserstoffproduktion deckt langfristig um 13 % der Nachfrage, während der Rest vor allem aus dem europäischen Ausland importiert wird.

Im Zuge der deutschen und europäischen Wasserstoffstrategie wird bis 2030 der Aufbau von 40 GW Elektrolysekapazität in Europa gefördert, davon 5 GW in Deutschland. Diese Anlagen können flexibel auf Strompreise reagieren und dadurch in Zeiten hoher EE-Einspeisung und geringer Strompreise Wasserstoff erzeugen. Im Mittel zahlen die Elektrolyseure in Deutschland im Jahr 2030 lediglich rd. 20 EUR/MWh für den Strombezug⁵⁶ und können zu Kosten von unter 70 EUR/MWh Wasserstoff erzeugen. Dieses Kostenniveau bleibt auch langfristig in etwa erhalten. Zwar sinken die Kapital- und Betriebskosten annahmegemäß, gleichzeitig steigt der Wasserstoffbedarf jedoch deutlich an, wodurch Elektrolyseure auch in Stunden mit höheren Strompreisen Wasserstoff produzieren. Die Volllaststunden deutscher Elektrolyseure steigen im Zeitraum von 2030 bis 2045 von rd. 2.800 h/a auf rd. 3.600 h/a. Im Zieljahr 2045 liegt der deutsche Wasserstoffmarktpreis (ohne Kosten der Verteilung) bei 67,4 EUR/MWh, was ungefähr 2,25 EUR/Kilogramm entspricht.

Große Teile des Wasserstoffbedarfs werden durch Importe gedeckt (siehe Kapitel 2.4.7). Insbesondere in Ländern außerhalb Europas herrschen bessere Bedingungen für die erneuerbare Stromproduktion. Den günstigeren Produktionsbedingungen stehen jedoch weitere Entfernungen für den Wasserstofftransport entgegen. Insbesondere für weit entfernte Länder, bei denen der Wasserstofftransport nach Deutschland per Schiff erfolgt, machen die Transportkosten einen großen Anteil an den gesamten Wasserstoffimportkosten aus. An weiter entfernt gelegenen Standorten mit guten EE-Verfügbarkeiten, bspw. in Südamerika, kann Wasserstoff zwar langfristig zu niedrigeren Kosten erzeugt werden (ca. 40 EUR/MWh). Aufgrund der hohen Kosten des Schiffstransports von Wasserstoff bieten sich solche Länder jedoch eher für den Import von Folgeprodukten, wie synthetischen Kraftstoffen an. Diese können aufgrund ihres Aggregatzustands und der Energiedichte gut per Schiff importiert werden.

Wasserstoff kann stattdessen günstiger aus Osteuropa, Nordafrika sowie Vorderasien bezogen werden, da hier annahmegemäß bestehende Pipelines zu vergleichsweise niedrigen Kosten umgerüstet werden können. Die günstigsten Standorte in Russland ermöglichen die Erzeugung von Wasserstoff aus Windenergie zu Kosten von 52 EUR/MWh. Auch Wasserstoff, der in Nordafrika aus PV-Strom erzeugt wird, kann zu vergleichbaren Kosten importiert werden.

Abbildung 81 gibt einen Überblick über die Höhe und Zusammensetzung von Wasserstoffimportkosten. Auf der linken Seite wird die Bandbreite der angenommenen Wasserstoffimportkosten inkl. Transport und Elektrolyse für verschiedene Weltregionen dargestellt. Für Regionen, von wo der Transport per Schiff erfolgt, liegen die Kosten jeweils deutlich höher und über dem Marktpreis für Wasserstoff in Deutschland im Jahr 2045.

⁵⁶ Dabei wird unterstellt, dass neben den Großhandelsstrompreisen für Elektrolyseure keine weiteren Strombezugskosten anfallen.

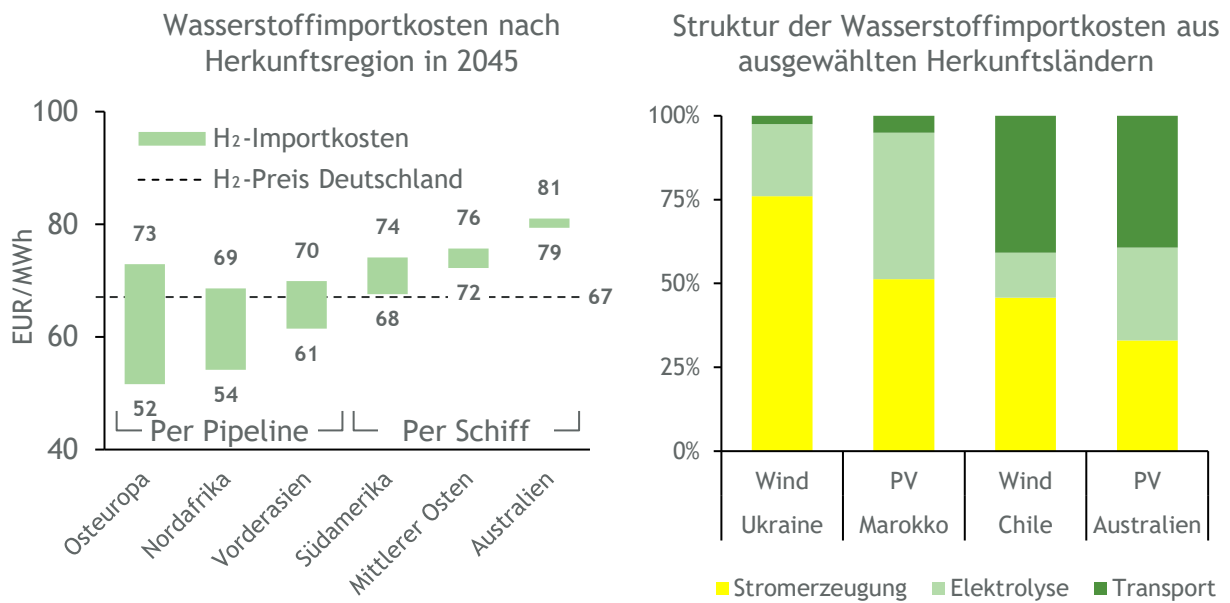


Abbildung 81: Wasserstoffimportkosten aus exemplarischen Weltregionen im Jahr 2045

Rechts ist die Zusammensetzung der Wasserstoffimportkosten für vier Beispielländer im Jahr 2045 dargestellt. Auch hier ist der höhere Transportkostenanteil in weiter entfernten Regionen deutlich zu sehen. Außerdem unterscheidet sich die Kostenstruktur der Importe abhängig davon, ob der Strom mittels PV oder Windenergie erzeugt wird. Der Anteil der Stromerzeugungskosten ist geringer, wenn Photovoltaikanlagen genutzt werden. Allerdings erreichen die Elektrolyseure dann nur eine geringere Volllaststundenzahl, wodurch die Kapitalkosten der Elektrolyse stärker ins Gewicht fallen.

Power-to-Liquid

Synthetische Kraftstoffe und Brennstoffe sowie grünes Naphtha werden aus Ländern mit günstigen Bedingungen für Erneuerbare importiert. In diesen Ländern kann Wasserstoff zu Kosten von unter 50 EUR/MWh erzeugt werden. Der für die Weiterverarbeitung notwendige CO₂-Bedarf wird annahmegemäß über Direct-Air-Capture (DAC) gedeckt. Da diese Technologie stromintensiv ist, fallen auch in diesem Schritt die Stromerzeugungskosten ins Gewicht. Die Kosten des Schiffstransports nach Deutschland sind im Vergleich zu den Erzeugungskosten gering, sodass Importe über weite Strecken (bspw. aus Australien) stattfinden. Abbildung 82 stellt die Struktur der Importkosten für beispielhafte Herkunftsländer im Jahr 2045 dar.

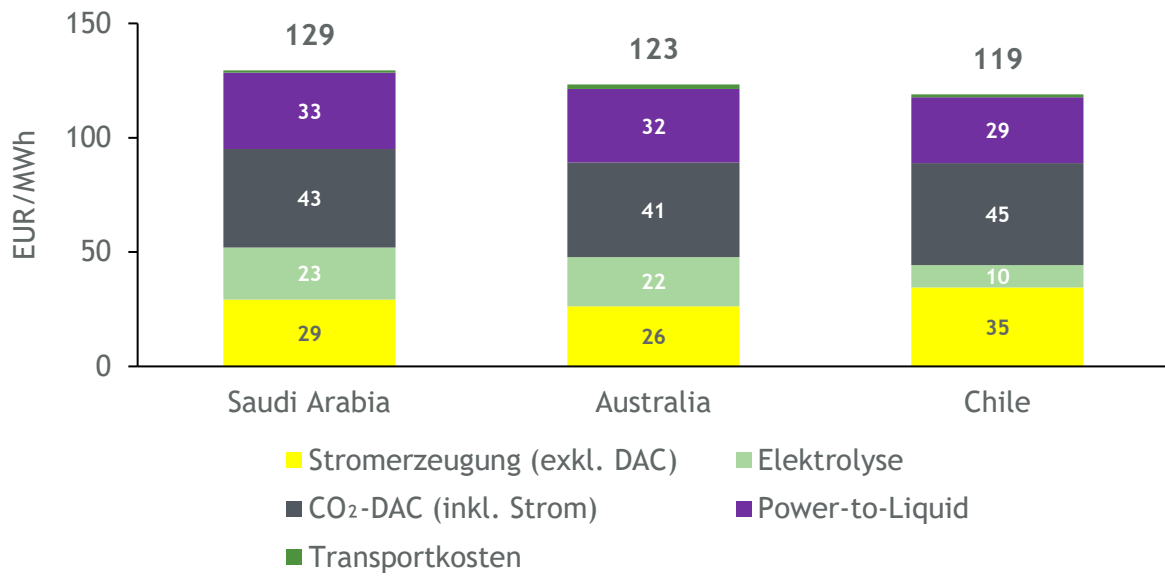


Abbildung 82: Importkosten für Power-to-Liquid aus exemplarischen Weltregionen im Jahr 2045

2.5 Primärenergieverbrauch

Der Primärenergiebedarf⁵⁷ halbiert sich bis 2045 ungefähr. Zudem werden konventionelle Energieträger zunehmend durch Erneuerbare ersetzt. Der sinkende Primärenergiebedarf ergibt sich einerseits durch abnehmende Umwandlungsverluste und andererseits aufgrund steigender Effizienzen bei den Endanwendungen sowie der Verkehrsverlagerung auf weniger emissionsintensive Verkehrsträger. Die Primärenergieeffizienzziele der Bundesregierung, welche eine Reduktion des Primärenergieverbrauchs von 30 % bis 2030 und 50 % bis 2050 gegenüber 2008 (rd. 4.000 TWh) erfordern, werden leicht übertroffen.

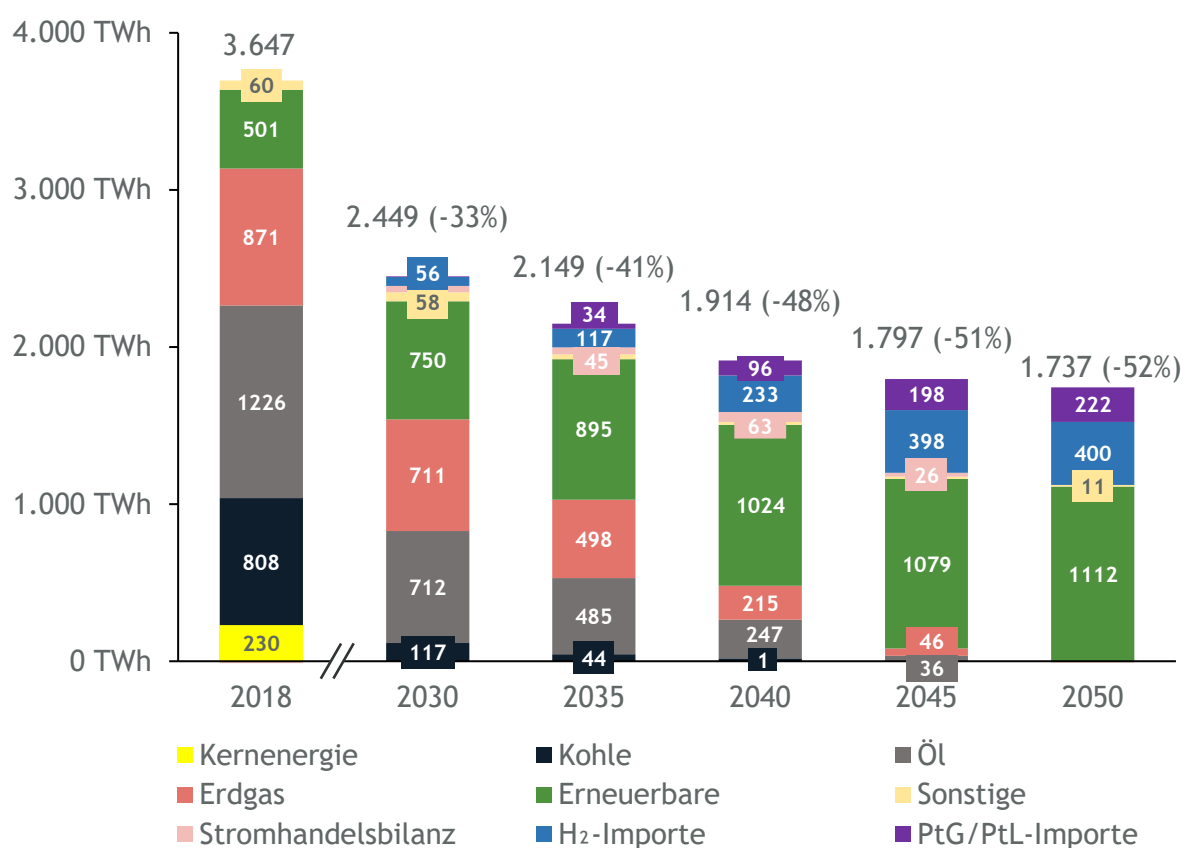


Abbildung 83: Aggregierter Primärenergieverbrauch nach Energieträgern

⁵⁷ Der Primärenergieverbrauch enthält alle nicht-erneuerbaren Primärenergienachfragen und erneuerbare Primärenergienachfragen exklusive Umgebungswärme und -kälte in Deutschland. Biogene Energieträger werden unter „Erneuerbare“ subsummiert. Zusätzlich zum tatsächlichen Primärenergieeinsatz in Deutschland sind Stromimport und Importe von Wasserstoff und Folgeprodukten aufgeführt, auch wenn sie keine Primärenergieverbräuche im eigentlichen Sinne darstellen. Der (erneuerbare) Primärenergieeinsatz für die Herstellung von nach Deutschland importiertem Strom, Wasserstoff und Wasserstofffolgeprodukten wird jedoch nach der hier gewählten Bilanzierungslogik im Ausland bilanziert.

Der Anteil fossiler Primärenergieträger sinkt von ca. 80 % im Jahr 2018 auf 65 % im Jahr 2030. Der Bedarf nach Kohle sinkt sogar um über 90 %, was unter anderem durch die Reduktion der Kohleverstromung zu erklären ist. Die Nachfrage nach Öl geht insbesondere durch die Elektrifizierung und Verkehrsverlagerung im Verkehrssektor zurück. Der Erdgasverbrauch sinkt um 18 %. Dem sinkenden Bedarf an fossiler Primärenergie stehen steigende Bedarfe an erneuerbaren und CO₂-armen Energieträgern gegenüber. Diese werden verstärkt zur Erzeugung von Strom- und Wärme genutzt.

Zwischen 2030 und 2045 beschleunigt sich der Rückgang fossiler Energieträger, die ab 2045 fast ausschließlich nichtenergetisch in der Industrie verwendet werden. Fossile Energieträger 2045 machen nur noch 5 % des Primärenergieverbrauchs aus. Der Bedarf nach Erneuerbaren Energieträgern sowie Importen von Wasserstoff und PtG/PtL-Brennstoffen steigt hingegen weiter.

Während Deutschland im Jahr 2019 rund 74 % seines Primärenergieverbrauchs durch Importe deckte, werden im Jahr 2045 lediglich 41 % des Primärenergieverbrauchs importiert. Der Rückgang ist auf den steigenden Anteil heimischer erneuerbarer Erzeugung zurückzuführen (siehe Infobox 13).

Infobox 13: Entwicklung der Energieimporte

Da die heimische Förderung von Steinkohlen, Erdgas und Öl seit Jahren rückläufig ist, ist die Importabhängigkeit Deutschlands in den letzten drei Dekaden angestiegen. Aktuell werden Steinkohlen, Erdgas und Öl fast vollständig importiert. Insgesamt wurden im Jahr 2019 ungefähr drei Viertel des Primärenergieverbrauchs über Importe gedeckt. Infolge des sinkenden Einsatzes fossiler Energieträger und dem Ausbau heimischer erneuerbarer Stromerzeugung sinkt die Importabhängigkeit Deutschlands im KN100-Szenario kontinuierlich. Im Jahr 2030 machen Importe noch 65 % des Primärenergiebedarfs aus. Bis 2045 sinkt die Importabhängigkeit weiter auf 41 %. Die importierten Energieträger sind langfristig im Ausland erzeugter grüner Wasserstoff sowie entsprechende Folgeprodukte.

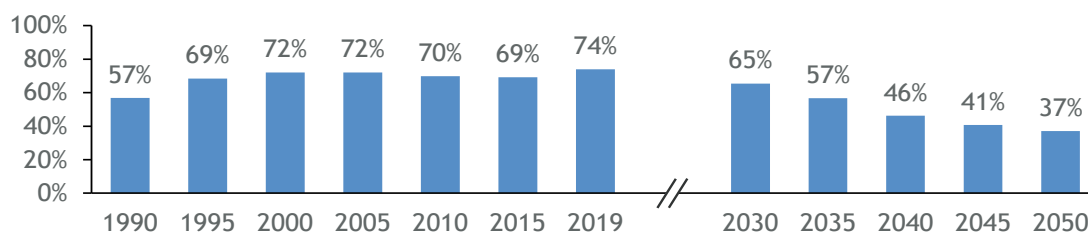


Abbildung 84: Entwicklung der Importanteile am Primärenergiebedarf

2.6 Treibhausgasemissionen und Senken

Die deutschen Treibhausgasemissionen sanken zwischen 1990 bis 2018 um 32 %, von 1.252⁵⁸ auf 856 Mt CO₂e (exkl. LULUCF). Die Minderung erfolgte dabei verteilt über fast alle Sektoren. Lediglich im Verkehr blieben die Emissionen auf ähnlichem Niveau, da steigende Mobilitätsbedarfe die erzielten Effizienzgewinne ausgeglichen haben. Zwischen 1991 und 2000 konnten jährlich im Schnitt 21 Mt CO₂e eingespart werden. Diese vergleichsweise hohen Minderungsraten waren jedoch auch auf Sondereffekte im Zuge der deutschen Wiedervereinigung zurückzuführen. Nach 2000 verlangsamten sich die jährlichen Einsparungen deutlich auf durchschnittlich 10 Mt CO₂e. Einsparungen erfolgten in diesem Zeitraum vorwiegend in den Sektoren Energie und Gebäude.

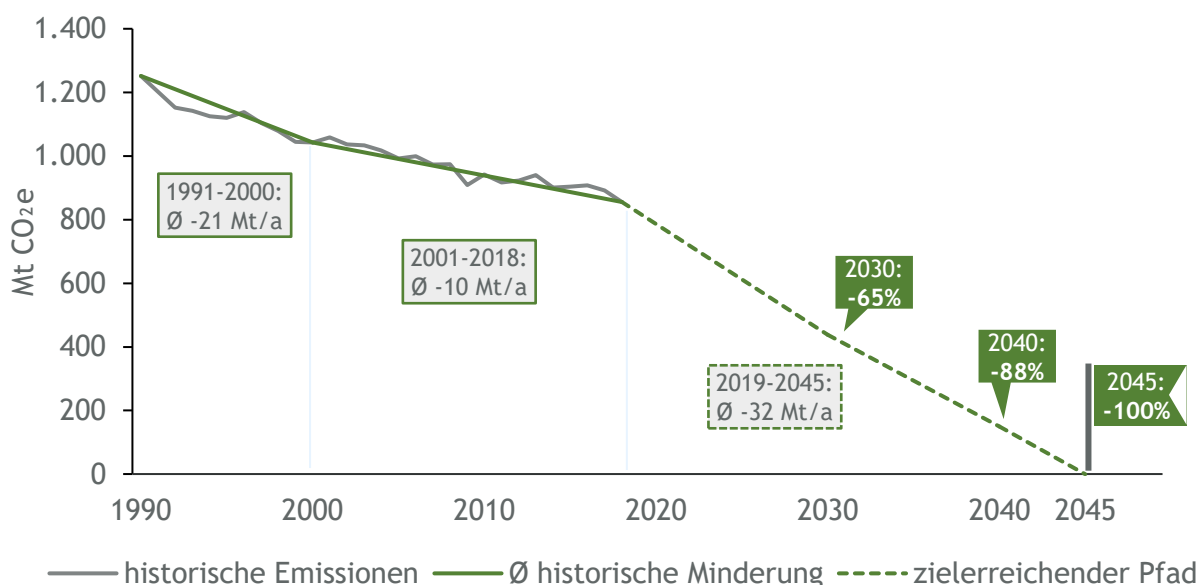


Abbildung 85: Entwicklung der nationalen Treibhausgasemissionen und Klimaziele bis 2045

Das Ziel für 2020, eine Reduktion um 40 % gegenüber 1990, wurde vor allem durch einen Corona-bedingten signifikanten Rückgang des Verkehrsvolumens und der Industrieproduktion erreicht. Für das Jahr 2021 deutet sich ein Anstieg der Emissionen und eine mögliche Verfehlung der Vorgaben des Klimaschutzgesetzes an.

Das Klimaschutzgesetz 2021 strebt das Ziel Klimaneutralität für das Jahr 2045 an. Weiterhin sollen die Emissionen bis zum Jahr 2030 um 65 % und bis zum Jahr 2040 um 88 % gegenüber 1990 sinken. Nach 2050 wird eine netto-Negativbilanz angestrebt. Um Klimaneutralität im Jahr 2045 zu erreichen, müssen durchschnittlich 32 Mt CO₂e/a vermieden werden. Das bedeutet, dass die durchschnittliche jährliche Minderungsleistung im Vergleich zum Zeitraum 2001-2018 etwa verdreifacht werden muss, um die Klimaziele einhalten zu können.

⁵⁸ Die historischen Treibhausgasemissionen im Jahr 1990 beziehen sich auf das vom Umweltbundesamt ausgewiesene „Base Year“ (UBA, 2020).

Das Klimaschutzgesetz 2021 gibt weiterhin sektorspezifische Ziele für das Jahr 2030 vor. Diese geben für den Energiesektor ein Emissionsbudget von 108 Mt CO₂e, für den Industriesektor 118 Mt CO₂e, für den Verkehrssektor 85 Mt CO₂e und für den Gebäudesektor 67 Mt CO₂e vor (siehe Kapitel 1.3.2).

2.6.1 Natürliche und technische Senken

Zur Erreichung der Klimaneutralität ist neben der Reduktion des Ausstoßes von CO₂ die dauerhafte Speicherung und Nutzung von CO₂ von zentraler Bedeutung. Hierbei kann zwischen natürlichen und technischen Senken unterschieden werden.

Natürliche CO₂-Senken - LULUCF

Natürliche Senken sind Reservoirs, die der Atmosphäre z. B. durch Photosynthese Kohlenstoff entziehen und diesen speichern. Zu den natürlichen Senken gehören Ökosysteme wie Wälder, Feuchtgebiete, Grünland, marine Seegraswiesen und Salzmarschen. Das CO₂ wird in der lebenden und toten Biomasse sowie in den Böden für unterschiedlich lange Zeiträume gespeichert. Die genannten natürlichen Senken sind im LULUCF-Sektor zusammengefasst, in dem Treibhausgasemissionen (inkl. Negativemissionen) aus der nicht-landwirtschaftlichen Flächennutzung bilanziert werden.

Für 2018 verzeichnet das Umweltbundesamt eine Netto-Senkenleistung von -18 Mt CO₂e im LULUCF-Sektor. Das Klimaschutzgesetz 2021 sieht vor, dass der LULUCF-Sektor im Jahr 2030 mindestens eine Senke in Höhe von -25 Mt CO₂e erreichen soll. Bis im Jahr 2040 soll diese auf -35 Mt CO₂e und 2045 auf -40 Mt CO₂e gesteigert werden. Die Senkenleistung des LULUCF-Sektors kann laut Klimaschutzgesetz 2021 für das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 angerechnet werden.

Die Projektion für den LULUCF-Sektor im KN100-Szenario wurde in Öko-Institut-Kurzgutachten (2021) modelliert und wird dort detailliert dargestellt.⁵⁹ Im KN100-Szenario wird das LULUCF-Senkenziel Jahr 2030 deutlich und im Jahr 2040 geringfügig unterschritten (Öko-Institut-Kurzgutachten, 2021). Im Jahr 2045 erreicht der LULUCF-Sektor im KN100-Szenario eine Senkenleistung von -41 Mt CO₂e und übertrifft damit das Sektorziel knapp.

⁵⁹ Die Modellierung in Öko-Institut-Kurzgutachten (2021) basiert auf den Schätzungen der Treibhausgasemissionen des Jahres 2018 aus der CRF-Submission des Jahres 2020 (UNFCCC, 2020), um mit der ausstehenden Projektion der Bundesregierung zum LULUCF-Sektor konsistent zu sein. In der Submission aus dem Jahr 2020 wird für die Netto-Emissionen des LULUCF-Sektors ein Wert von -29 Mt CO₂e ausgewiesen. Hier zitiert ist die Nationale Trendtabelle für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen des Umweltbundesamtes mit Stand vom Dezember 2020.

Infobox 14: LULUCF-Sensitivität

Im Jahr 2045 kann der LULUCF-Sektor in KN100 vor allem durch den Ausbau der Kohlenstoffsенке Wald eine Senkenleistung von -41 Mt CO₂e erzielen. Allerdings ist die Senkenleistung, die durch die deutschen Wälder erreicht werden kann stark abhängig von deren Zustand. Im Szenario KN100 werden verschiedene Waldumbau- und Aufforstungsmaßnahmen vorausgesetzt, um die Senkenleistung zu steigern. Ob das Ziel erreicht werden kann, ist aber auch von Umwelteinflüssen wie z. B. Trockenheit, Waldbränden oder Insektenkalamitäten (z. B. dem Borkenkäfer) abhängig, die die Waldbestände dezimieren können. Aufgrund der mit diesen Faktoren verbundenen Unsicherheit - nicht zuletzt aufgrund des Klimawandels - wird für die Senkenleistung des LULUCF-Sektors im Jahr 2045 eine Sensitivität betrachtet. In der Sensitivität erreicht der LULUCF-Sektor im Jahr 2045 eine um 20 Mt CO₂e geringere, d. h. ungefähr halb so hohe, Senkenleistung.

Die fehlende Senkenleistung, die im KN100-Szenario zur Erreichung des Ziels Klimaneutralität 2045 beiträgt, muss in der Sensitivität durch technische Senken ausgeglichen werden. Knapp 4 Mt CO₂e Senkenleistung können durch die verstärkte Nutzung von Biomasse in der Fernwärmebereitstellung in Verbindung mit BECCS erzielt werden. Weitere rd. 16 Mt CO₂e werden über DACCS aus der Luft abgeschieden und gespeichert. Zusätzlich werden 0,5 Mt CO₂e durch einen Mehreinsatz synthetischer Energieträger vermieden. Der für den Betrieb der DACCS-Anlagen benötigte Strom (rd. 16 TWh) wird ungefähr zur Hälfte über Stromimporte gedeckt. Die andere Hälfte wird mittels Wind- und PV-Anlagen sowie durch Wasserstoffverstromung bereitgestellt. Erdgas wird vollständig aus der Stromerzeugung verdrängt. Insgesamt steigt der Wasserstoffbedarf in dieser Sensitivität um rd. 5 TWh an.

Um die Senkenleistung 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 das damit verbundene Abholzen von Bäumen 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. Auch die Wiedervernässung von Moorflächen spielt eine Rolle. Zusätzlich werden im KN100-Szenario Emissionen aus dem Acker- und Grünland verringert, z. B., indem der Ökolandbau intensiviert wird und Grünflächen geschützt werden.

Technische CO₂-Vermeidung und -Senken

Neben den natürlichen Senken bestehen unterschiedliche Optionen zur Reduktion von CO₂-Emissionen durch technische CO₂-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 CO₂ dauerhaft gespeichert oder genutzt werden muss.

Für eine dauerhafte **Speicherung (Storage)** ist die geologische Speicherung in geeigneten Gesteinsformen wie salinen Aquiferen und erschöpften Öl- und Gasfeldern besonders relevant. Bei der Speicherung sind die unterschiedlichen Eigenschaften der Speichermöglichkeiten und mögliche Risiken zu beachten. Als potenzieller Speicherort für in Deutschland abgeschiedene CO₂-Emissionen wird v. a. die Nordsee gehandelt. Hier wird CO₂-Speicherung bereits seit längerem angewandt und neue Projekte wie z. B. Northern Lights planen großskalige CO₂-Speicherung und -Verpressung bis Mitte der 2020er Jahre.

Als Alternative zur dauerhaften Speicherung kann CO₂ auf verschiedene Arten **genutzt werden (Utilization)**. Die Nutzungsarten können physikalischer, chemischer, biotechnologischer und biologischer Nutzung zugeordnet werden. Im Szenario KN100 kommt in Deutschland chemische Nutzung zum Einsatz (grünes Naphtha und grünes Methanol). Weitere chemische CO₂-Bindungen wie die Recarbonatisierung von Beton (siehe Infobox 16) werden im Szenario KN100 nicht berücksichtigt.

Für die Bilanzierung von abgeschiedenen CO₂-Emissionen ist entscheidend, ob diese aus fossilen, biogenen oder atmosphärischen Quellen stammen. Die dauerhafte Speicherung oder Nutzung von Emissionen fossilen Ursprungs werden als **CO₂-Vermeidung** bilanziert, da lediglich verhindert wird, dass aus Punktquellen CO₂ in die Atmosphäre entweicht (CCS & CCU). Wenn die dauerhaft gespeicherten oder genutzten Emissionen aus biogenen Quellen (BECCS & BECCU) oder direkt aus der Atmosphäre (DACCS & DACCU) stammen, werden negative CO₂-Emissionen geschaffen, die als **CO₂-Senke** bilanziert werden (Prognos-Kurzgutachten, 2021).

Bei **Carbon Capture and Storage (CCS)** und **Carbon Capture and Utilization (CCU)** werden fossile CO₂-Emissionen an Kraftwerken oder Industrieanlagen abgeschieden und dauerhaft eingespeichert, bzw. genutzt.

Bio-Energy Carbon Capture and Storage (BECCS) sowie **Bio-Energy Carbon Capture and Utilization (BECCU)** erfolgen analog zu CCS und CCU. Der zentrale Unterschied ist, dass der Ursprung des abzuscheidenden CO₂ biogen ist. Da biogene Energieträger aus der Atmosphäre gebundenes CO₂ enthalten, gelten diese als klimaneutral. Bei einer Abscheidung und Einspeicherung oder dauerhaften Nutzung werden bilanziell negative Emissionen erzeugt.

Für die **Abscheidung (Capture)** bei CCS/CCU sowie BECCS/BECCU werden im KN100-Szenario zwei Verfahren eingesetzt: Post-Combustion und Oxyfuel. Bei Post-Combustion wird das CO₂ nach der Verbrennung des Energieträgers abgeschieden. Hierfür kommt eine so genannte Rauchgaswäsche zum Einsatz. Beim Oxyfuel-Verfahren wird zunächst Luft in Sauerstoff und Stickstoff zerlegt. Nach der Abtrennung des Stickstoffs wird für den weiteren Prozess reiner Sauerstoff für die Verbrennung genutzt. Dadurch wird die Abgasmenge reduziert - das entstehende Abgas besteht im Wesentlichen noch aus CO₂ und Wasser.

Durch die verschiedenen Verfahren lassen sich unterschiedlich hohe Abscheideraten erreichen. Im Szenario KN100 kommen in der Industrie lediglich das Post-Combustion- und das Oxyfuel-Verfahren zum Einsatz. Es werden durchschnittliche Abscheideraten von 90 % angenommen. Im Anschluss an die Abscheidung muss das abgeschiedene CO₂ für den Transport hoch verdichtet oder verflüssigt werden.

Infobox 15: CO₂-Infrastrukturen

Parallel zum Aufbau von CO₂-Abscheidungskapazitäten muss eine entsprechende CO₂-Infrastruktur aufgebaut werden. Sofern sich CO₂-Quelle und -Senke geografisch nicht am gleichen Ort befinden, ist der Transport des abgeschiedenen CO₂ erforderlich. Dabei können Mengen und Entfernungen zwischen Branchen und Standorten stark abweichen.

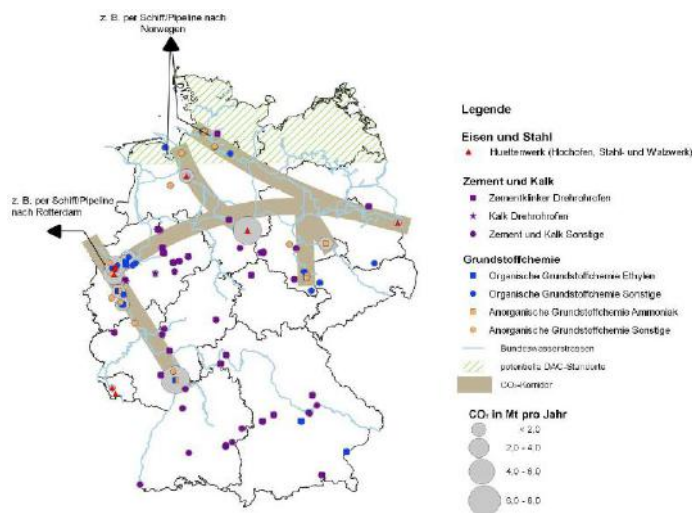
Für den Transport von CO₂, zum Speicherort oder zum Nutzenden, kann auf die gängigen Optionen für den Transport von Gas zurückgegriffen werden: LKW, Güterzüge, Schiffe und Pipelines. Die Tabelle gibt Mengenpotenziale und Kostenabschätzungen zu den jeweiligen Optionen an.

Transportoption	Mengenpotenzial in t CO ₂	Kosten in Eurocent/t CO ₂ /km
LKW	25	13
Güterzug	1.050	1,2
Schifffahrt	50.000	1,1 - 7,5
Pipeline	n/a	0,35 - 5,2

Quelle: Prognos-Kurzgutachten (2021)

LKW weisen ein stark begrenztes Mengenpotenzial und vergleichsweise hohe Kosten auf. Daher eignen sich diese v. a. zur Überbrückung kurzer Distanzen bzw. zum Transport geringer Mengen. Güterzüge haben im Vergleich zu Schiffen und Pipelines ebenfalls begrenzte Mengenpotenziale. Zudem kann hier die Auslastung des Schienennetzes das Gesamtpotenzial begrenzen. Schiffe sind neben Pipelines die einzige Möglichkeit Offshore-Speicher zu bedienen. Für bestehende LPG-Schiffe ist eine Umwidmung möglich. Der Transport per Pipeline erfolgt flüssig und weist die größten Kapazitätspotenziale auf. Eine Umwidmung von Öl- und Erdgaspipelines ist dabei technisch möglich. Dabei macht es zusätzlich einen Kostenunterschied, ob eine Pipeline On- oder Offshore liegt. Die Wirtschaftlichkeit wird maßgeblich von der Auslastung bestimmt und ob vorhandene Öl- oder Erdgaspipelines umgewidmet werden können oder ein Neubau notwendig ist (Prognos-Kurzgutachten, 2021).

Der Energiebedarf des Transports ergibt sich aus dem Energiebedarf des Transportmittels und aus der Kompression des CO₂. Letzterer liegt zwischen 70 bis 125 kWh/t CO₂ (Prognos-Kurzgutachten, 2021). Die Kompression ist notwendig, um das Gas in einen transportfähigen Zustand zu bringen.



Quelle: Prognos-Kurzgutachten (2021)

In Prognos-Kurzgutachten (2021) werden neben Transportoptionen auch mögliche CO₂-Transportkorridore anhand potenzieller BECCS und DACCS Standorte aufgezeigt. Diese orientieren sich an Industriestandorten und Wasserstraßen. Als möglicher Ausgangspunkt für den Transport zu Offshore-Speichern werden die Nordseeküste und Rotterdam aufgezeigt.

Erste Anwendungen von CO₂-Abscheidung erfolgen im Szenario KN100 bereits Ende der 2020er Jahre im Bereich Steine & Erden. Dies ist notwendig, um einen Hochlauf der Technologien unter Berücksichtigung der notwendigen CO₂-Infrastruktur (siehe Infobox 15) und der Einspeicherungspotenziale zu gewährleisten.

Bei **Direct Air Capture (DAC)** wird CO₂ der Atmosphäre entzogen. Das abgeschiedene CO₂ kann, wie bei den anderen vorgestellten Verfahren, gespeichert (Carbon Storage; DACCS) oder gebunden (Carbon Utilization; DACCU) werden (z. B. in Power-to-Liquid). Im Szenario KN100 wird DAC in Deutschland nicht eingesetzt. DAC ist ein stromintensives Verfahren und eine vergleichsweise teure Senke und wird nur im Ausland zur Erzeugung von PtL genutzt. Erreicht der LULUCF-Sektor die im Klimaschutzgesetz vorgesehene Senkenleistung im Jahr 2045 nicht, ist auch in KN100 der Einsatz von DACCS in Deutschland erforderlich (siehe Infobox 14).

Neben den vorgestellten technischen Verfahren wurde im Industriesektor die dauerhafte Bindung von CO₂ in Produkten der Chemieindustrie gesondert betrachtet. Dabei wurden insbesondere die als CO₂-Senke anrechenbaren CO₂-Mengen für **grünes Naphtha** und **grünes Methanol** bilanziert. Grünes Naphtha wird im KN100-Szenario ausschließlich importiert und grünes Methanol über Biomassevergasung erzeugt.

Infobox 16: Recarbonatisierung von Beton

Der Baustoff Beton ist ein Gemisch aus Zement, Kies, Sand und Wasser. Die Betonherstellung wird maßgeblich durch Prozess- und Brennstoffemissionen der Zementklinkerherstellung charakterisiert.

Über den Lebenszyklus von Beton und darüber hinaus kann dieser einige der Produktionsemissionen durch Carbonatisierung neutralisieren. Die Carbonatisierung von Beton ist eine natürlich auftretende chemische Reaktion, die Kohlenstoffdioxid aus der Atmosphäre absorbiert und chemisch im Betonprodukt bindet. Für die Tragfähigkeit des Betons ist diese Reaktion unproblematisch. Dringt jedoch die Carbonatisierung bis an die Stahlbewehrung vor, kann es dort zu Korrosion kommen (VDZ, 2020).

Das Kompensationspotenzial wird dabei von mehreren Faktoren beeinflusst. Betonhärte, trockene Umgebungsbedingungen und Oberflächenbehandlung werden als potenzialhemmend beschrieben. Unter Berücksichtigung dieser Faktoren wird das Potenzial in Deutschland auf ca. 20 % geschätzt-bezogen auf die Prozessemissionen der Zementklinkerproduktion (VDZ, 2020).

Darüber hinaus wird zwischen Recarbonatisierung während und nach der Nutzungsphase unterschieden. Beton kann auch nach der Nutzung in Bauwerken für Recarbonatisierung genutzt werden. Hierbei kann die Vergrößerung der Oberfläche, durch Zerkleinerung, das Potenzial positiv beeinflussen (VDZ, 2020).

Im KN100-Szenario wird Recarbonatisierung nicht als Senke angerechnet. Grund dabei ist v. a. die unklare Anrechnung in Bezug auf Sektoren und das unsichere CO₂-Bindungspotential.

Neben der CO₂-Quelle ist auch der Verbleib entscheidend für die Anrechenbarkeit der Senkenleistung. Voraussetzung ist, dass CO₂ in einem geschlossenen Kreislauf gebunden wird. Ein Teil des in grünem Naphtha enthaltenen CO₂ entweicht über Steamcracker in die Atmosphäre. Daher muss das entweichende CO₂ abgeschieden werden. Ebenso wichtig ist der Lebenszyklus der erzeugten Polymere. Neben stofflicher Verwertung (Recycling) werden Kunststoffe am Ende ihres Lebenszyklus energetisch verwertet. Daher ist Voraussetzung für die Anrechnung als Senke, dass Müllverbrennungsanlagen mit CO₂-Abscheidungsanlagen ausgerüstet werden.

Aufgrund von Unsicherheiten über den tatsächlichen Verbleib des erzeugten Kunststoffs über den gesamten Lebenszyklus wird im Szenario KN100 die Senkenleistung nicht voll berücksichtigt. In KN100 wird die Senkenleistung zu 75 % angerechnet. Damit soll eine Überschätzung der angerechneten Senkenleistung vermieden werden.

Weitere ausführliche Beschreibungen und Analysen zum Thema technische CO₂-Vermeidung sowie CO₂-Senken finden sich in Prognos-Zusatzgutachten (2021).

Brutto-Treibhausgasemissionen, CO₂-Vermeidung und CO₂-Senken

Im Jahr 2030 werden insgesamt rund 5 Mt CO₂ vermieden (siehe Abbildung 86). Im Industriesektor werden 3 Mt CO₂ über CCU/S und BECCU/S abgeschieden und weitere 1 Mt CO₂ in grünem Methanol gebunden und als Senke angerechnet. Bis 2045 steigt die gesamte technische Senkenleistung und CO₂-Vermeidung auf 46 Mt CO₂ an.

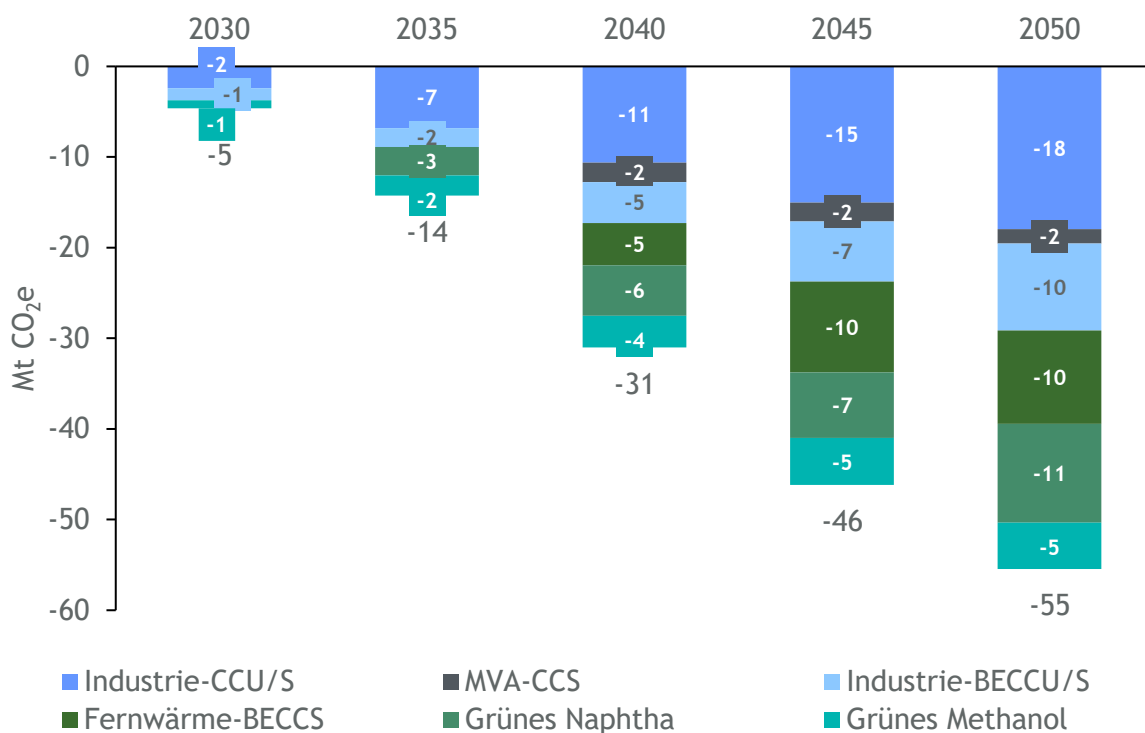


Abbildung 86: Technische CO₂-Reduktion und -Senken in den Sektoren Energie und Industrie

Den größten Beitrag leistet dabei Industrie-CCU/S über das 15 Mt CO₂ für geologische Speicherung und Nutzung abgeschieden werden. Die Abscheidungen werden größtenteils zur Reduktion von

Prozessemissionen genutzt. Des Weiteren wird CCU/S an Steamcrackern eingesetzt, um einen geschlossenen Kreislauf für die Erzeugung und Nutzung von Aromaten & Olefinen zu gewährleisten. Zusätzlich werden in der Industrie noch 7 bzw. 5 Mt CO₂-Senkenleistung über den Einsatz grünen Naphthas und grünen Methanols erzeugt. Durch Industrie-BECCU/S können im Jahr 2045 etwa 7 Mt CO₂-Senkenleistung erreicht werden. In der Industrie wird BECCU/S v. a. in der chemischen Industrie eingesetzt. Hierbei wird im Szenario KN100 feste Biomasse zur Erzeugung von Hochtemperaturprozesswärme eingesetzt. In Kombination mit CO₂-Abscheidung und anschließender geologischer Speicherung oder Nutzung wird ein Teil der klimaneutralen Emissionen in eine CO₂-Senke umgewandelt.

Auch im Sektor Energie kommen BECCS und CCS zum Einsatz. Insgesamt werden 12 Mt CO₂ vermieden. Rund 10 Mt CO₂, gehen auf Fernwärme-BECCS zurück. Hierbei wird CCS an Biomasse-KWK-Anlagen eingesetzt. Zusätzlich werden Emissionen i. H. v. 2 Mt CO₂ an Müllverbrennungsanlagen abgeschieden (MVA-CCS).

Insgesamt werden von den 34 Mt über BECCU/S und CCU/S abgeschiedenen Mengen CO₂ in 2045 10 Mt CO₂ in der Chemieindustrie genutzt und 24 Mt CO₂ werden geologisch gespeichert.

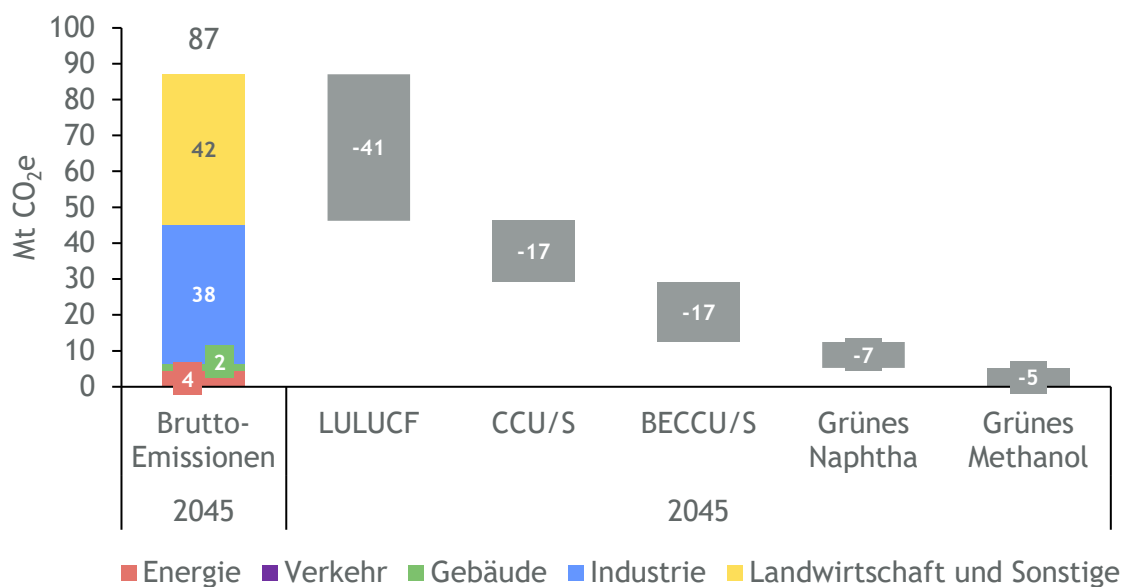


Abbildung 87: Brutto-Treibhausgasemissionen, CO₂-Vermeidungsoptionen sowie technische und natürliche Senken im Jahr 2045

Um Klimaneutralität im Jahr 2045 zu erreichen, müssen Brutto-Treibhausgasemissionen in Höhe von 87 Mt CO₂e durch natürliche Senken (LULUCF), technische Senken (BECCU/S, grünes Methanol, grünes Naphtha) oder technische CO₂-Vermeidungsoptionen (CCU/S) ausgeglichen werden. In Abbildung 87 werden die gesamten Brutto-Treibhausgasemissionen und die in KN100 zum Tragen kommenden CO₂-Senken und -Vermeidungsoptionen zusammenfassend dargestellt.

2.6.2 Treibhausgasemissionen in Deutschland

Im Szenario KN100 werden für die Berechnung der sektorübergreifenden Treibhausgasemissionen die Sektoren Energie, Gebäude, Industrie, Verkehr, LULUCF sowie Landwirtschaft, Abfall und Sonstige berücksichtigt. In Abbildung 88 werden die historischen Treibhausgasemissionen für die Jahre 1990, 2005 sowie 2018 und die Netto-Treibhausgasemissionen für die Jahre 2030 bis 2050 im Szenario KN100 gezeigt.

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.

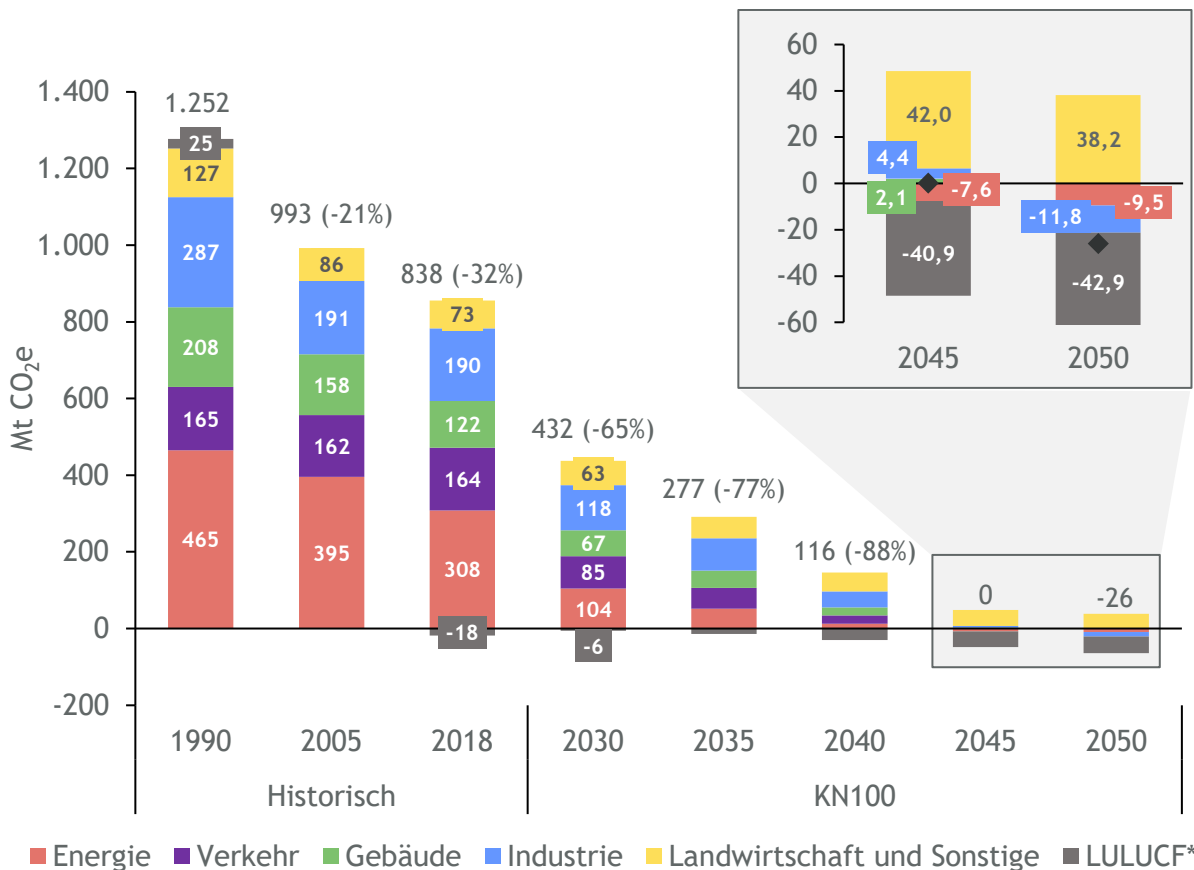


Abbildung 88: Entwicklung der Netto-Treibhausgasemissionen nach Sektoren

*Der historische Wert für das Jahr 2018 basiert auf UBA (2020b). In Öko-Institut-Kurzgutachten (2021) wurde abweichend die CRF-Submission des Jahres 2020 (UNFCC, 2020) zugrunde gelegt, die einen Wert von -29 Mt CO₂e ausweist.

Die größte relative Minderung wird im **Energiesektor** erreicht, die Emissionen sinken hier von 308 Mt CO₂e im Jahr 2018 auf 104 Mt CO₂e im Jahr 2030. Dies entspricht einem Rückgang von -66 % ggü. 2018 (-78 % ggü. 1990). Der Kohleausstieg und der gleichzeitige Ausbau Erneuerbarer Energien sind bei der Minderung die zentralen Treiber.

An zweiter Stelle liegt der **Verkehrssektor** mit einer relativen Minderung von -48 % ggü. 2018 (-48 % ggü. 1990). Hier tragen v. a. die verkehrsträgerübergreifende Elektrifizierung der Antriebsstränge und die Verkehrsverlagerung auf weniger emissionsintensive Verkehrsträger zur Minderung bei.

Auch im **Gebäudesektor** können mit einer relativen Minderung von -45 % ggü. 2018 (-68 % ggü. 1990) umfangreiche Minderungen der Treibhausgasemissionen erreicht werden. Eine Steigerung der Sanierungsrate sowie der Einsatz von Wärmepumpen tragen zur Minderung maßgeblich bei.

In der **Industrie** wird bis 2030 eine Minderung von -38 % ggü. 2018 (-59 % ggü. 1990) erreicht. Hier leisten v. a. die Steigerung der Energieeffizienz in der Sonstigen Industrie, der allgemein stärkere Einsatz strombasierter Technologien im Niedrigtemperaturbereich sowie der beginnende Wechsel auf die wasserstoffbasierte DRI-Route in der Stahlindustrie einen Beitrag.

Im Bereich **Landwirtschaft, Abfall und Sonstige**, werden bis 2030 Minderungen von -13 % ggü. 2018 (-50 % ggü. 1990) erreicht. Im Jahr 2030 werden in der Landwirtschaft noch 58 Mt CO₂e emittiert, und das Reduktionsziel von 56 Mt CO₂e verfehlt. Im Sektor Abfall und Sonstige werden noch etwas mehr als 5 Mt CO₂e emittiert, das Sektorziel liegt hier bei 4 Mt CO₂e. Der exogene Transformationspfad der Landwirtschaft und dem Sektor Abfall und Sonstige basiert auf der Studie *Klimaneutrales Deutschland 2045* (Prognos, Öko-Institut & Wuppertal-Institut, 2021).

Im Jahr 2045 wird Klimaneutralität erreicht. Der Sektor Verkehr erreicht dabei die Klimaneutralität. In den Sektoren Gebäude und Industrie verbleiben noch Netto-Restemissionen von 2 bzw. 4 Mt CO₂e. In der Industrie werden verbleibende Prozessemissionen und energetische Emissionen nicht vollständig durch Senken und CO₂-Vermeidungsoptionen kompensiert. Sowohl im Industrie- als auch Gebäudesektor wird zudem noch in geringem Umfang fossiles Erdgas eingesetzt. Die Vermeidungskosten der Substitution von Erdgas durch synthetisches Methan sind aufgrund des geringeren verbrennungsspezifischen Emissionsfaktors im Vergleich zu mineralölbasierten Energieträgern höher. Im Bereich Landwirtschaft verbleiben noch signifikante Restemissionen von rd. 42 Mt CO₂e. Die verbleibenden Emissionen werden durch negative Emissionsbilanzen im Energiesektor und im LULUCF-Sektor ausgeglichen. Der Energiesektor erreicht durch die Nutzung von BECCS an KWK-Anlagen und CCS an Müllverbrennungsanlagen eine negative Emissionsbilanz von -4 Mt CO₂e. Der LULUCF-Sektor erreicht eine Senkenleistung von -41 Mt CO₂e. Die kumulierten Emissionen im gesamten Zeitraum zur Erreichung der Klimaneutralität von 2020 bis 2045 belaufen sich schätzungsweise auf ca. 8,9 Gt CO₂e.⁶⁰

Im KN100-Szenario im Jahr 2050 eine Netto-Negativbilanz für Treibhausgasemissionen erreicht. Das bedeutet, dass natürliche und technische Senken die verbleibenden Emissionen, v. a. aus der Land- und Abfallwirtschaft sowie industrieller Prozessemissionen übersteigen. In der Landwirtschaft werden auch langfristig noch große Mengen an Treibhausgasen emittiert. Diese können v. a. auf Tierhaltung, insbesondere der Verdauung von Futter durch Wiederkäuer, und Emissionen aus Düngemitteln zurückgeführt werden. Im Bereich Industrie fallen Emissionen v. a.

⁶⁰ Zur Abschätzung der kumulierten Emissionen wurde ausgehend vom historischen Jahr 2019 und dann jeweils zwischen den Stützjahren der Modellrechnung linearisiert.

im Bereich Steine & Erden und Sonstiger Industrie an. In der Branche Steine & Erden fallen insbesondere in der Zement- und Kalkindustrie Prozessemissionen (brutto) an, welche jedoch fast vollständig durch CO₂-Abscheidungsverfahren (CCU/S und BECCU/S) kompensiert werden können. In der Sonstigen Industrie fallen Emissionen v. a. aus der Nutzung von HFKW an.

2.7 Energieinfrastrukturen

2.7.1 Entwicklung des Stromübertragungsnetzes⁶¹

Das Ziel des KN100 - Szenarios, bis zum Jahr 2045 die Klimaneutralität zu erreichen, führt zu einem ambitionierten Ausbau erneuerbarer Energien sowie neuartiger Lasten (siehe Kapitel 2.4), welche auch auf Übertragungsebene weitere Netzerweiterungsmaßnahmen erforderlich machen. Im Rahmen dieses Netzgutachtens wird der erforderliche Netzausbau und daraus resultierend der Investitionsbedarf in das deutsche Übertragungsnetz berechnet. Die Rahmen-daten des Szenarios führen zu den in Abbildung 89 ausgewiesenen Investitionsbedarfen bis zu den Zieljahren 2030 bzw. 2045. Der Investitionsbedarf wird hierbei hinsichtlich der bereits im NEP ausgewiesenen Investitionen bis 2035 (grau, hell- und dunkelblau) sowie der zusätzlich darüber hinaus erforderlichen Maßnahmen (rot) unterschieden. Außerdem wird der Netzausbau nach Onshore- und Offshore-Netz unterschieden. Der zusätzliche Investitionsbedarf im Stützjahr 2030 gegenüber dem NEP ist auf den ambitionierteren Ausbau der erneuerbaren Energien sowie neuartiger Lasten in dem hier betrachteten Szenario im Vergleich zum Szenario des NEP zurückzuführen.

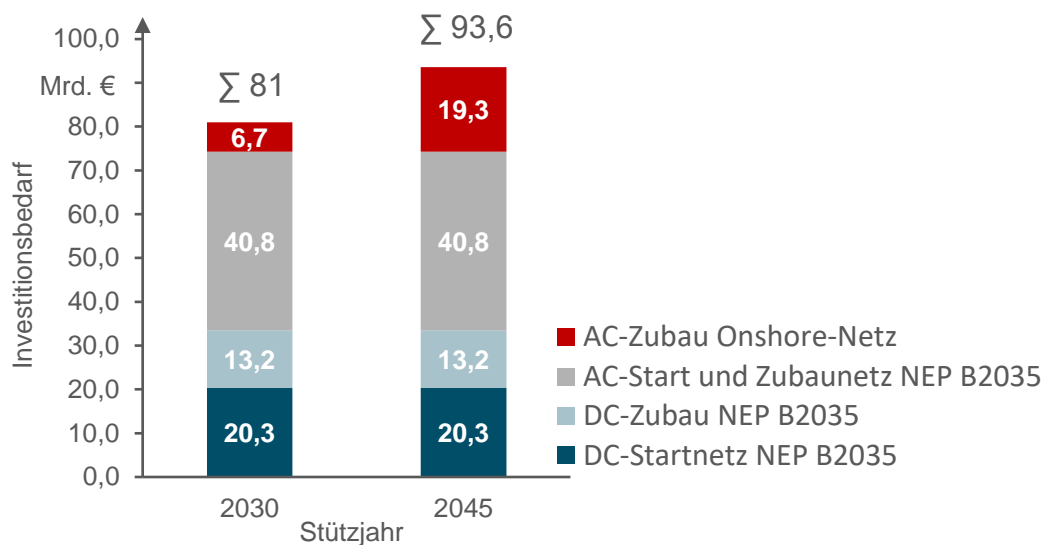


Abbildung 89: Investitionsbedarf in das Onshore-Übertragungsnetz bis zu den Jahren 2030 und 2045

⁶¹ Das Kapitel 2.7.1 Entwicklung des Stromübertragungsnetzes wurde von der ef.Ruhr verfasst.

Die erforderlichen Investitionen an Land liegen im untersuchten Szenario bis zum Jahr 2030 bei 81 Mrd. EUR und bis zum Jahr 2045 bei 93,6 Mrd. EUR. Der Großteil der anfallenden Investitionen ist bereits in Maßnahmen des NEP enthalten. Grundlage bildet hierbei immer das Szenario NEP B 2035, das den Netzausbaubedarf für den Planungshorizont bis zum Jahr 2035 umfasst. Dementsprechend enthält die Ausgangskonfiguration des Netzmodells in dieser Analyse bereits alle im NEP ausgewiesenen Maßnahmen des AC- sowie DC- Start und Zubaunetzes für das Szenario B 2035. Die im Rahmen des NEP ausgewiesenen Investitionen sind in der vorigen Abbildung blau und grau eingefärbt. Diesem Basisnetz liegt der im NEP ausgewiesene Technologiemitzugrunde. Gleichstromverbindungen werden dabei vordringlich in Kabeltechnik umgesetzt.

Der zusätzlich zu erwartende Netzausbaubedarf an Land wurde in Freileitungstechnik bestimmt und der damit einhergehende zusätzlich zum NEP zu erwartende Investitionsbedarf ist in der Abbildung in dunkelrot dargestellt. Die Abwägung und Analyse alternativer Netzausbaumaßnahmen wie etwa die Berücksichtigung zusätzlicher DC-Verbindungen wird aufgrund des begrenzten Umfangs dieses Kurztgutachtens nicht durchgeführt. Die Investitionen für Offshore Maßnahmen werden gesondert in Abbildung 90 ausgewiesen.

Die Ergebnisse zeigen, dass bereits im Jahr 2030 die im NEP für 2035 ausgewiesenen Maßnahmen erforderlich sind und sogar ein darüber hinausgehender Netzbedarf resultiert, um eine bedarfsgerechte Erfüllung des KN100-Szenarios im Übertragungsnetz sicherzustellen.

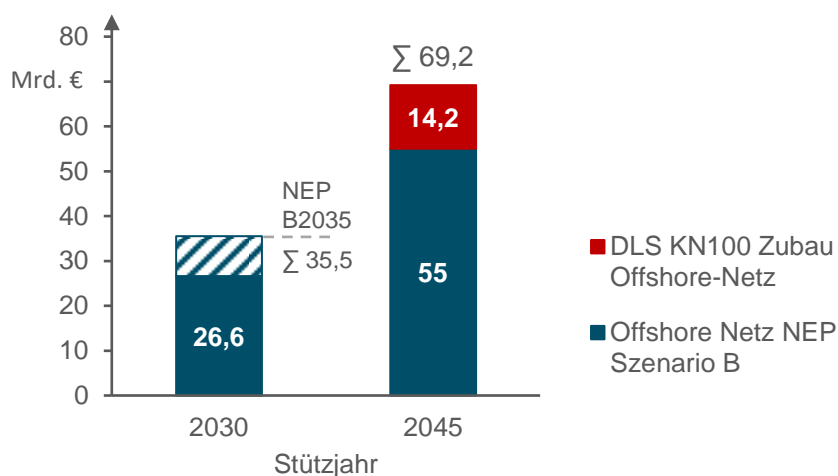


Abbildung 90: Investitionsbedarf in das Offshore-Übertragungsnetz bis zu den Jahren 2030 und 2045

Die zu erwartenden Mehrinvestitionen von 6,7 Mrd. EUR bzw. 19,3 Mrd. EUR bis zu den beiden betrachteten Stützjahren gegenüber dem NEP-Vergleichsszenario beziehen sich auf die Investitionen, welche durch den Umbau zur Verstärkung bestehender Trassen für eine höhere Übertragungskapazität oder den Neubau von Freileitungs-Trassen entsprechend den spezifischen Kostenangaben im NEP erforderlich werden. Zusätzlich erforderliche Investitionen, wie etwa in Umspannanlagen, Transformatoren oder Kompensationsanlagen sind darin nicht enthalten und können zu einem weiteren Anstieg der erforderlichen Gesamtinvestitionen führen. Im NEP-Vergleichsszenario B 2035 entspricht der auf die Trassenkilometer entfallende Investitionsbedarf

für zusätzlich erforderliche Investitionen etwa einem Anteil von 40 % der ausgewiesenen Gesamtinvestitionen. Allerdings lassen sich Synergieeffekte von Punktmaßnahmen gegenüber einem zusätzlich erforderlichen Leitungsausbau nicht direkt übertragen, sodass dies ausschließlich als Indikation zu verstehen ist.

In Abbildung 90 ist der erwartete Investitionsbedarf in das Offshore-Netz bis zu den Jahren 2030 und 2045 dargestellt. Bis 2030 ist im Bereich der Offshore-Netze kein zusätzlicher Investitionsbedarf gegenüber den aktuellen Planungen im NEP zu erwarten. Die im KN100-Szenario für das Jahr 2030 ausgewiesene installierte Offshore-Windenergie-Leistung liegt etwa 25 % unterhalb den Szenariorahmendaten des NEP für 2035 und befinden sich somit im aktuellen Zielkorridor der Netzentwicklungsplanung. Für den bis 2030 erforderlichen Investitionsbedarf stellt der im NEP für das Jahr 2035 ausgewiesene Investitionsbedarf die Bezugsgröße dar.

Grundlage für die Ermittlung des bis 2045 zusätzlich erforderlichen Investitionsbedarfes im Bereich der Offshore-Netze stellt der für das NEP Szenario B 2040 ausgewiesene Investitionsbedarf für eine bis dahin zu integrierende Offshore-Leistung von 40 GW dar. Die im KN100-Szenario bis 2045 zusätzlich installierte Leistung von Offshore-WEA in Höhe von 10,3 GW resultiert in einem erwarteten zusätzlichen Investitionsbedarf von etwa 14,2 Mrd. EUR.

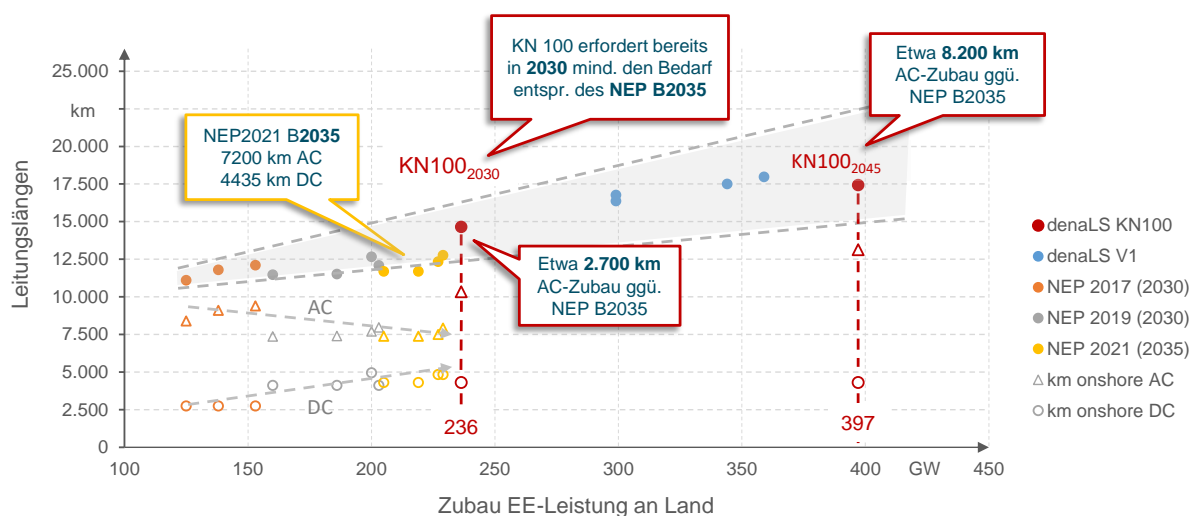


Abbildung 91: Einordnung der Trassenlängen des Netzausbaus im Übertragungsnetz

Quellen: EWI (2018), NEP Strom 2030 (2017), NEP Strom 2030 (2019) und NEP Strom 2035 (2021)

Die Investitionen des Offshore-Netzes beschreiben die erwarteten Investitionen zur Integration der installierten Offshore-Windleistung in das Übertragungsnetz an Land und repräsentieren folglich die Investitionen in Leitungsverbindungen auf See. Da sowohl die genauen Standorte zukünftiger Offshore-Windparks als auch deren Anlandungsknoten unbekannt sind, wurde der erwartete Investitionsbedarf der Offshore-Netze anhand der durchschnittlichen Kosten, bezogen auf die installierte Leistung von Offshore-Windenergieanlagen (WEA), aus dem NEP abgeleitet. Die Investitionen beziehen sich dabei auf eine Ausführung in Kabeltechnik, die auf See nach heutigem Stand der Technik und erwartbar auch zukünftig alternativlos ist. Die erwarteten Investitionen des Netzausbaubedarfs korrespondieren mit einem Mengengerüst von Trassenlängen, das die zusätzlich erforderliche Übertragungskapazität beschreibt. In Abbildung 91 sind

die in diesem Kurzgutachten ermittelten Trassenlängen im Vergleich zu allen Szenarien der drei vergangenen Netzentwicklungspläne (NEP Strom 2030, 2017; NEP Strom 2030, 2019; NEP Strom 2035, 2021) sowie der dena-Leitstudie Integrierte Energiewende (EWI, 2018) dargestellt. Im Vergleich zum aktuellen NEP wird deutlich, dass im KN100 Szenario bereits im Jahr 2030 mindestens ein Netzbedarf entsprechend des NEP B 2035 erforderlich ist und darüber hinaus ein zusätzlicher AC-Zubau von etwa 2.700 km notwendig wird. Bis zum Jahr 2045 beträgt die ermittelte zusätzliche Trassenlänge gegenüber dem NEP B 2035 etwa 8.200 km.

Verschiedene Studien zur Netzausbauplanung unterscheiden sich bezüglich des Detailgrades der Netzmodellierung, der zugrundeliegenden Planungskriterien sowie der methodischen Herangehensweise. Die in dieser Studie verwendeten Planungsgrundsätze führen zu einem robusten und (n-1)-sicheren Netz, das die Übertragungsaufgabe der beiden betrachteten Stützjahre ausschließlich durch den Umbau bestehender sowie den Zubau von neuen AC-Trassen sicherstellt. Zusätzliche HGÜ-Verbindungen sowie alternative Maßnahmen, wie etwa die zusätzliche netzdienliche Nutzung von Flexibilitätspotentialen neuer Lasten und Speicher oder der Einsatz von Redispatch wurden in der Analyse nicht berücksichtigt, könnten sich jedoch reduzierend auf den Netzausbaubedarf auswirken. Für die Entwicklung eines effizienten und bedarfsgerechten Netzes wird neben dem Einsatz konventioneller Netzausbaumaßnahmen auch die Ausschöpfung innovativer Maßnahmen eine wichtige Rolle spielen, um die zukünftige Versorgungsaufgabe abdecken zu können.

Grundsätzlich lässt sich aus den Ergebnissen schlussfolgern, dass bereits bis zum Jahr 2030 mehr Netz erforderlich sein wird, als im NEP bis zum Jahr 2035 ausgewiesen ist, wenn ambitioniertere Ausbauziele für erneuerbare Energien und neue Lasten angestrebt werden. Folglich wäre also eine Beschleunigung des bereits jetzt ausgewiesenen Netzausbaus um etwa 5 Jahre gegenüber der derzeitigen Planung im NEP notwendig, um die Übertragungsaufgabe des KN100-Szenarios im Rahmen der unterstellten Planungsgrundsätze sicherzustellen. Der darüberhinausgehende erforderliche Netzausbaubedarf wäre in diesen beschleunigten Netzausbauprozess ebenfalls zu integrieren.

Unter Beachtung der aktuellen Entwicklung des Netzausbaus, wie dem Umsetzungsfortschritt der bereits gesetzlich verankerten Netzausbauvorhaben, ist ein solch beschleunigter Prozess aus Sicht der Gutachter aktuell als sehr herausfordernd bzw. schwer realisierbar einzuordnen. So wurde im Netzausbaumonitoring der vergangenen Jahre (Löschel et al., 2021) bereits eine sukzessive Verschiebung der Zielpfade zur Gesamtinbetriebnahme der gesetzlich nach *Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)* und *Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG)* verankerten Netzausbaumaßnahmen nach hinten vorgenommen. Beschleunigungsinstrumente, wie die Novellierung des *Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG)*, das durch eine deutliche Verkürzung der behördlichen Verfahren zu einem schnelleren Netzausbau führen soll sowie das vom BMWi eingeführte vorausschauende Controlling beim Netzausbau zur rechtzeitigen Hebung von Beschleunigungspotentialen, zielen zunächst auf die Vermeidung von weiteren Verzögerungen der bereits gesetzlich vorgeschriebenen Leitungsvorhaben ab. Für zukünftige Vorhaben könnten sie zu einer Reduktion von Unsicherheiten bei der zeitlichen Planung von Ausbaumaßnahmen beitragen. Vor diesem Hintergrund erscheinen die Zielgrößen der aktuellen

Netzausbauplanung bereits ambitioniert, sodass die Hebung weiterer Beschleunigungspotentiale bzw. sogar mehr Netzausbau bis zum Jahr 2030 seitens der Gutachter aus heutiger Sicht als eher unwahrscheinlich eingeschätzt wird. Daneben stellen die natürliche Dauer der Planungsprozesse (ohne Verzögerungen), erforderliche Personalressourcen auf den Ebenen der Planung, Genehmigung und Begutachtung sowie bspw. die marktliche Verfügbarkeit der technischen Betriebsmittel weitere begrenzende Faktoren dar.

Zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe des KN100-Szenarios im Übertragungsnetz gilt es, Alternativen zu einem beschleunigten Netzausbau in den Blick zu nehmen und umfassend auszuschöpfen. Hierunter fallen sowohl netzoptimierende Maßnahmen zur bestmöglichen Ausnutzung der Kapazität des Bestandsnetzes als auch die Anerkennung von Redispatch als temporäre Maßnahme bis der erforderliche Netzausbaubedarf erfolgt ist. In diesem Kontext gilt es, Redispatch und systemdienliche Abregelung der erneuerbaren Erzeugung als Optionen einzubeziehen, um Verzögerungen des Netzausbaus temporär zu kompensieren und ein versorgungssicheres Übertragungsnetz zu gewährleisten. Dabei gilt es zu beachten, dass die verfügbare Kraftwerkskapazität eines Szenarios ausreichend sein muss, um einen potenziellen Redispatch-Bedarf zu decken. Ein verstärkter Redispatch-Einsatz könnte sich wiederum nachteilig auf die Erreichung der THG-Minderungsziele eines Szenarios niederschlagen.

Die kurzfristige Umsetzung von Ad-hoc-Maßnahmen, mit denen vermehrt die Potentiale durch die Optimierung des Bestandsnetzes ausgenutzt werden sollen, stellen einen weiteren wichtigen Baustein in der kurz- und mittelfristigen Perspektive bis 2030 dar. Dazu gehören weitestgehend netzoptimierende Maßnahmen, die eine bessere Ausnutzung der Übertragungskapazität des Netzes ohne Netzausbau ermöglichen, wie bspw. der Einsatz von Phasenschiebertransformatoren, eine Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen und der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb. Dabei ist zu beachten, dass die Potentiale netzoptimierender Maßnahmen begrenzt sind und die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) im NEP im Rahmen des NOVA-Prinzips (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau) bereits ein hohes Maß ebendieser Maßnahmen berücksichtigt und ausgewiesen haben.

Innovative Netzbetriebsmittel, wie das Netzbooster-Konzept, sind eine Möglichkeit, die (n-1)-Sicherheit durch eine reaktive Betriebsführung zu gewährleisten und im Normalbetrieb eine höhere Auslastung des Netzes zu ermöglichen. Des Weiteren stellt der netzdienliche Betrieb flexibler Lasten ein weiteres Handlungsfeld dar, dessen Potential weiterhin untersucht und gehoben werden sollte. Die netzdienliche Betriebsweise von Elektrolyseuren zur Wasserstoff-erzeugung oder ein gezielter netzdienlicher Einsatz von Speichern zur Vermeidung von Netzengpässen stellen hierbei vielversprechende Möglichkeiten dar, die insbesondere in der kurz- und mittelfristigen Perspektive an Bedeutung gewinnen und als Alternative zum Redispatch zur Verfügung stehen können.

Außerdem gewinnen neue technologische Konzepte an Relevanz, die in die Planung miteinbezogen werden sollten. Ein Ansatz, um bspw. die Flexibilität bei der Systemintegration der Offshore-Windenergie zu steigern besteht in einer intelligenten Vernetzung von Offshore-Windparks

untereinander. Dieses Konzept zielt auf eine bedarfsgerechte Systemintegration der Offshore-Wind-Erzeugung durch eine flexible Verknüpfung verschiedener Netzverknüpfungspunkte ab.

Die beschriebenen Optionen und damit einhergehenden Potentiale stellen wichtige Bausteine der bedarfsgerechten und effizienten Netzerweiterung dar, dürfen jedoch nicht über die langfristigen Herausforderungen hinwegtäuschen. Die Integration der zukünftigen Versorgungsaufgabe in das Übertragungsnetz erfordert folglich neben einer frühzeitigen Umsetzung des erforderlichen konventionellen Netzausbaus die bestmögliche Ausnutzung einer Vielzahl zusätzlicher Maßnahmen. Kurzfristig werden Ad-hoc-Maßnahmen von besonderer Bedeutung sein, um einen zeitlich nachlaufenden Netzausbau zu kompensieren und den damit einhergehenden steigenden Redispatch-Bedarf zu reduzieren. Eine vollständige Substitution des notwendigen Netzausbaus kann jedoch keine der genannten Maßnahmen leisten, sie sind folglich als Ergänzungen und Erweiterungen zu Netzausbaumaßnahmen im Sinne einer sicheren, effizienten und wirtschaftlich zumutbaren Netzentwicklung anzusehen.

Sensitivität zur Allokation neuer Lasten im Übertragungsnetz

In den durchgeführten Netzanalysen wurde im Kernszenario für die Jahre 2030 und 2045 basierend auf konventionellen Planungsgrundsätzen der zu erwartende Netzausbaubedarf in Freileitungstechnologie ermittelt. In der Diskussion der Ergebnisse wurde bereits darauf hingewiesen, dass es für eine bedarfsgerechte Erfüllung der Versorgungsaufgabe des Szenarios durch die Stromnetze wichtig ist, frühzeitig intelligente zusätzliche Maßnahmen zu adressieren und bestmöglich auszuschöpfen, um auch den konventionellen Netzausbaubedarf, sofern möglich, zu begrenzen.

Eine Möglichkeit stellt eine gezielte Allokation neuer Lasten, wie etwa Elektrolyseure und Groß-Speicher, im Stromnetz sowie deren netzdienlicher Betrieb dar. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wird im Folgenden für den Bereich des Übertragungsnetzes und das Zieljahr 2045 untersucht, welche Auswirkungen die Variation der Allokation von Elektrolyseurkapazitäten im deutschen Übertragungsnetz auf den erwarteten Netzausbaubedarf aufweisen.

Im Rahmen dieser Sensitivitätsanalyse wird eine Variation der Regionalisierung der für das Zieljahr 2045 ausgewiesene deutschen Elektrolyseurkapazität vorgenommen. Dabei wird die Gewichtung einer nachfrageorientierten und einer EE-orientierten Allokation der Kapazitäten im Übertragungsnetz variiert und für jede Kombination der Netzausbaubedarf, entsprechend der in Kapitel 0 beschriebenen Methodik, im Rahmen einer Zeitreihensimulation für ein gesamtes Jahr bestimmt. Als Regionalisierungsfaktor wird nachfrageseitig als wesentlicher Treiber die jährliche Erdgas-Nachfrage im Industriesektor auf NUTS1-Ebene zugrunde gelegt (DIW, 2017). EE-seitig erfolgt die Verteilung nach der installierten Windleistung (on- und offshore) des KN100-Szenarios ebenfalls auf NUTS1-Ebene. Die Betriebsweise der Elektrolyseure erfolgt marktorientiert und wird in der Kraftwerkseinsatzsimulation in den Kernszenarien bestimmt. Im Rahmen dieser Sensitivität wird der Einsatz der Elektrolyseurkapazitäten nicht zugunsten eines netzdienlichen Betriebs verändert. Sensitiv untersucht wird folglich die Auswirkung der unterschiedlichen Regionalisierungen der Elektrolyseurkapazität auf den Netzausbaubedarf. Die Ergebnisse der

Sensitivitätsanalyse sind in Abbildung 92 dargestellt und lassen die Auswirkungen der Allokation von Elektrolyseuren auf den erwarteten Netzbedarf erkennen. Die Gewichtung der Regionalisierungsfaktoren wird dabei in 10 %-Schritten variiert.

Insgesamt liegt der mögliche Hebel im Rahmen des hier verwendeten Modells zwischen einer „Netz-günstigen“ und „-ungünstigen“ Allokation bei etwa 10 % der insgesamt erforderlichen Leitungslänge. Eine EE-orientierte Allokation bildet einen unteren Korridor des Zubau-Bedarfs. Daneben ist ein Bereich zu erkennen, in dem ein ausgeglichener Mix aus EE- und Lastverteilung möglich ist. Bei einer verstärkt lastgeprägten Allokation von Elektrolyseuren steigt der ermittelte Ausbaubedarf in das Stromnetz weiter an. Dies lässt sich insbesondere durch den steigenden

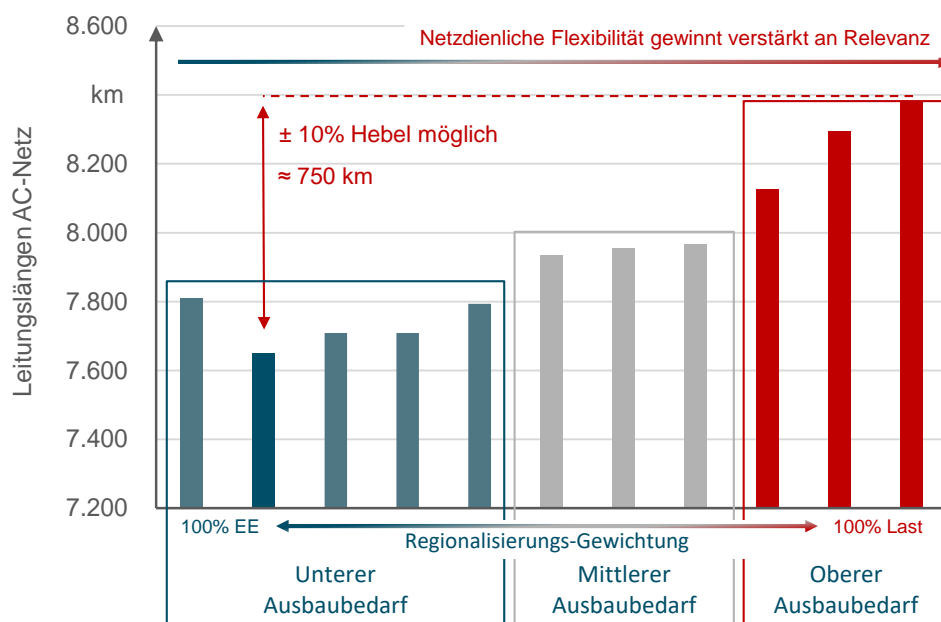


Abbildung 92: Auswirkungen unterschiedlicher Allokations-Gewichtungen auf den erwarteten Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz

Leistungstransportbedarf lastferner EE-Einspeisung in die entsprechenden Lastschwerpunkte begründen. Für eine Entlastung des Stromnetzes gewinnt folglich ein netzdienlicher Betrieb der Elektrolyseure bei einer lastorientierten Allokation verstärkt an Bedeutung. Für die eine bedarfsgerechte und effiziente Integration der Elektrolyseure in das Gesamtsystem ist zu beachten, dass auch die Wechselwirkung mit der Wasserstoffinfrastruktur besonders bei einer EE-orientierten Allokation in weitere Analysen miteinbezogen werden sollte. Eine potenzielle Entlastung des Stromnetzes sollte gemeinsam mit der Übertragungskapazität der Wasserstoffinfrastruktur abgewogen und in Einklang gebracht werden.

2.7.2 Entwicklung der Stromverteilnetze⁶²

Die notwendigen Investitionen für Netzausbaumaßnahmen im Verteilnetz werden im Folgenden differenziert nach den Spannungsebenen dargestellt und entsprechend eingeordnet.

Ausbaubedarf in der Hochspannungs-Ebene

Der zu erwartende Investitionsbedarf in der HS-Ebene basiert auf einer Extrapolation von ermittelten Netzausbaubedarfen aus einer bereits bestehenden Studie. Hierzu wurde der im Rahmen der dena-Verteilnetzstudie (dena, 2012) ermittelte Netzausbaubedarf auf die jeweiligen EE-Zubauleistungen bezogen und mittels Extrapolation auf das hier untersuchte Szenario übertragen. Abbildung 93 zeigt die ermittelten notwendigen Investitionen für den Ausbaubedarf in der HS-Ebene für die betrachteten Stützjahre.

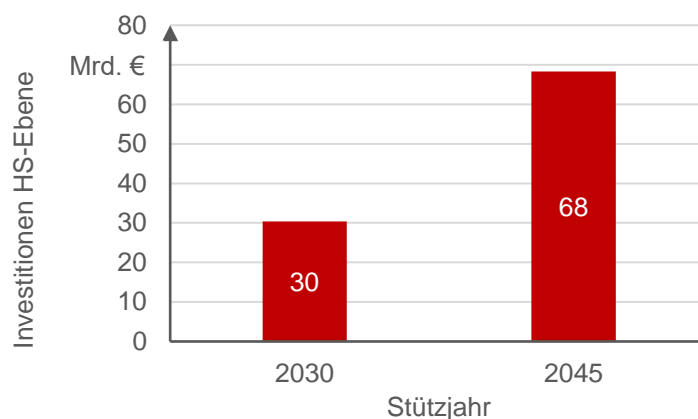


Abbildung 93: Investitionsbedarf in der HS-Ebene je Stützjahr (abgeleitet mittel Extrapolation)

Die Extrapolation des Netzausbaubedarfs anhand des in der dena-Verteilnetzstudie ermittelten Ausbaus sowie des hier betrachteten Szenarios ergeben einen Investitionsbedarf im mittleren (ca. 30 Mrd. EUR bis 2030) bis hohen (ca. 68 Mrd. EUR bis 2045) zweistelligen Milliarden Bereich. Insgesamt sind somit jährliche Investitionen von ca. 3 Mrd. EUR zu erwarten. Zu weiteren Einordnung wird der ermittelte Investitionsbedarf noch weiteren aktuellen Studien gegenübergestellt. Wie der Vergleich mit diesen Studien in Abbildung 94 zeigt, befindet sich der ermittelte Netzausbaubedarf somit in einer erwartbaren Größenordnung.

⁶² Das Kapitel 2.7.2 Entwicklung der Stromverteilnetze wurde von der ef.Ruhr verfasst.

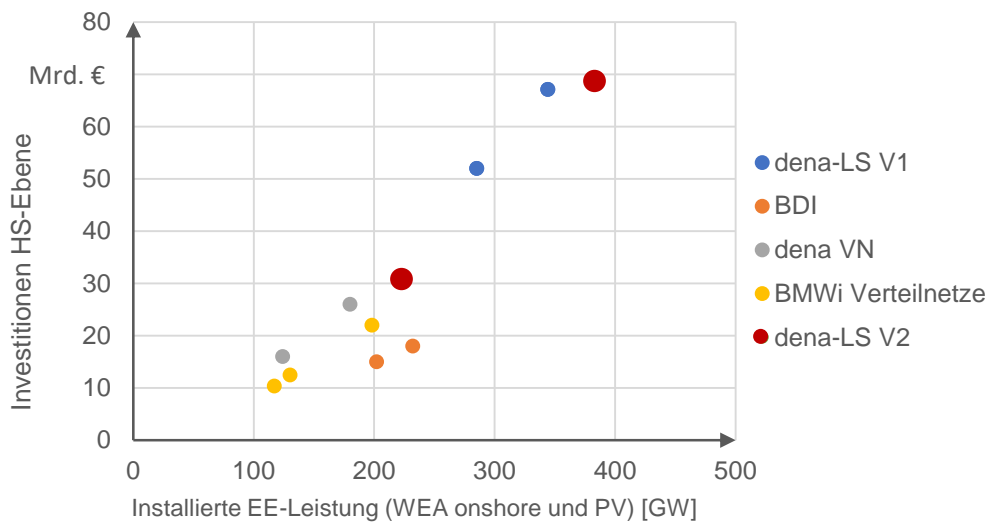


Abbildung 94: Einordnung des berechneten Ausbaubedarfs in der HS-Ebene in die aktuelle Studienlandschaft

Quellen: BCG (2018), dena (2012), EWI (2018) und E-Bridge (2014)

Hierbei gilt es zu berücksichtigen, dass im Rahmen der dena-Verteilnetzstudie kein Zubau neuartiger Lasten wie Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen oder Power-to-X-Anlagen berücksichtigt wurde. Daher ist die Einordnung des Netzausbaubedarfs, insbesondere für das Stützjahr 2045 als ein Richtwert zu interpretieren, die im Rahmen dieses Kurzgutachtens eine gute Indikation der zu erwartenden Investitionen ermöglicht. Vor dem Hintergrund der benannten Unsicherheiten und der hier vorgenommen vereinfachten Modellierung erscheint eine konkrete Analyse und Bestimmung des Netzausbaubedarfs, insbesondere unter Berücksichtigung der diversen Treiberlandschaft, im Rahmen einer deutschlandweiten detaillierten Modellierung und Simulation der HS-Netzes mit anschließender Bewertung des Netzausbaubedarfsbedarfs für zukünftige Betrachtungen jedoch als zielführend. Die Einbindung einer solchen detaillierten Betrachtung im Zuge künftiger Studien ist daher zu empfehlen und kann durch die hier vorgenommene indikative Betrachtung nicht ersetzt werden.

Ausbaubedarf in der Mittel- und Niederspannungsebene

Eine Übersicht der berechneten Investitionsbedarfe im Bereich der NS- und MS-Ebene gibt Abbildung 95. Dargestellt werden Investitionsbedarfe der beiden Netzebenen für das betrachtete Szenario KN100 in den Stützjahren 2030 und 2045.

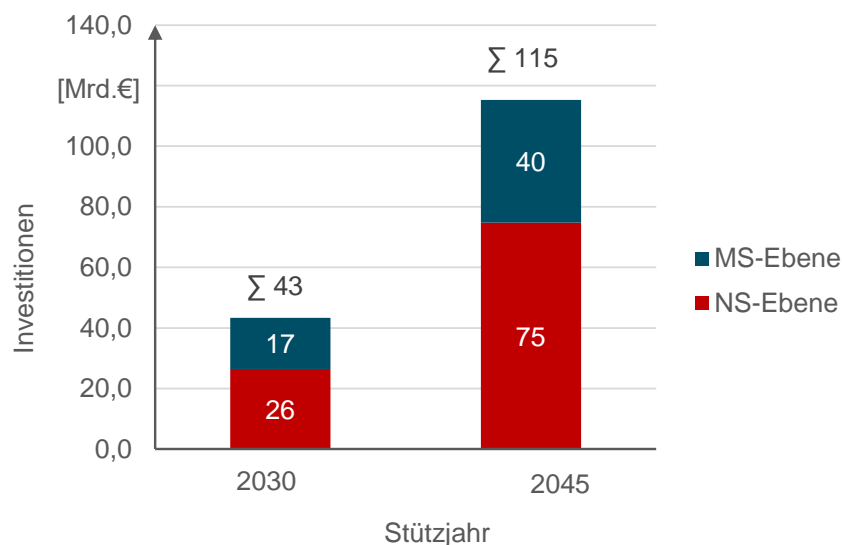


Abbildung 95: Investitionsbedarfe in der NS- und MS-Ebene je Stützjahr im Szenario KN100

Die Ergebnisse zeigen, dass in beiden Stützjahren in der Niederspannungsebene mit 26 Mrd. EUR bis 2030 bzw. 75 Mrd. EUR bis 2045 einen Großteil der Investitionen notwendig sind. Die zu erwartenden Investitionen in der MS-Ebene liegen bis 2030 bei 17 Mrd. EUR und bei 40 Mrd. EUR bis 2045. Insgesamt liegen die Investitionen in den unteren Ebenen des Verteilnetzes damit bei 43 Mrd. EUR bis 2030 und 115 Mrd. EUR bis 2045. Hierbei gilt es zu berücksichtigen, dass der Ausbaubedarf für die beiden Stützjahre jeweils als eine Zielnetzplanung ermittelt wurde. Der angegebene Netzausbaubedarf ist somit nicht konsekutiv zu verstehen und setzt eine perfekte Vorausschau und zeitlich ungehinderte Realisierbarkeit voraus. Bei der Interpretation der Ergebnisse gilt zudem zu berücksichtigen, dass wie in Kapitel 0 ausgeführt, die Möglichkeit einer netzdienlichen Steuerung von Ladevorgängen an privaten Ladepunkten für Elektrofahrzeugen planerisch angenommen wird, wodurch eine Reduktion der zu erwartenden Investitionen gegenüber einer Auslegung mit ungesteuerten Ladevorgängen entsteht. Zudem werden ausschließlich Erweiterungsinvestitionen angegeben. Ersatzinvestitionen werden hingegen nicht berücksichtigt, können sich jedoch teilweise mit Erweiterungsinvestitionen überschneiden.

Eine Einordnung des ermittelten Ausbaubedarfs ermöglicht Abbildung 96. Hier werden die ermittelten Ausbaubedarfe in den beiden Stützjahren und Spannungsebenen relativ zur heutigen Leitungslänge in der jeweiligen spannungsebene dargestellt sowie die absolute Länge der ermittelte Maßnahmen zum Leitungsausbau angegeben.

Der Vergleich zeigt, dass auch relativ zur heutigen Leitungslänge der Großteil des Ausbaubedarfs in der NS-Ebene zu erwarten ist. Mit 259 Tsd. km bis 2030 und 632 Tsd. km bis 2045 ist ein Leitungsausbau zu erwarten, der ca. 20 % bzw. 54 % der heutigen Leitungslänge in der NS-Ebene entspricht. Dagegen entspricht der zu erwartende Leitungsausbau in der MS-Ebene bis 2030 mit 70 Tsd. km etwa 13 % der heutigen Leitungslänge in der MS-Ebene und bis 2045 mit 187 Tsd. km etwa 41 % der heutigen Leitungslänge in der MS-Ebene. Die Ergebnisse der vorliegenden

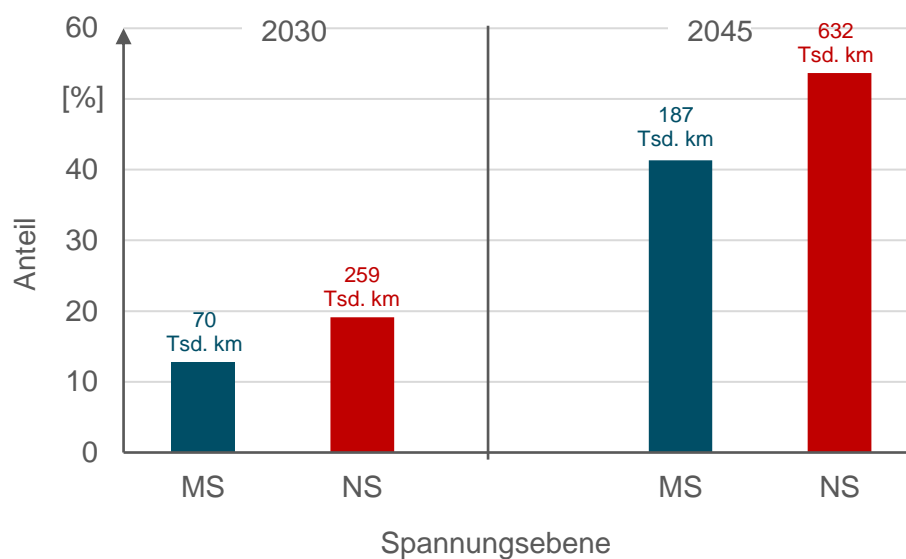


Abbildung 96: Leitungsausbau je Spannungsebene im Szenario KN100 - Absolut und relativ zur Gesamtleitungslänge der jeweiligen Spannungsebene

Quelle: Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt (2021)

Untersuchung sind damit konsistent zu aktuellen, auch lokal angelegten Studien wie der aktuellen NRW-Verteilnetzstudie (siehe ef.Ruhr et al., 2021). Hier wird die NS-Ebene zunehmend als Schwerpunkt des zukünftigen Erweiterungs- und Investitionsbedarfs identifiziert. Dies ist nachvollziehbar, da ein großer Teil der neuen Netznutzer, insbesondere im Bereich der neuen Lasten in dieser Netzebene angeschlossen werden und diese Netzebene einen Großteil der Gesamtleitungslänge des Verteilnetzes ausmacht.

Wie Abbildung 97 zeigt, bewegt sich der durchschnittliche jährlich zu erwartende Ausbaubedarf für das untersuchte Szenario KN100 in der NS-Ebene dabei im Bereich des historischen Netzausbaus der letzten 10 Jahre. Durchschnittlich wurde das NS-Netz zwischen den Jahren 2010 und 2019 jährlich um 1,9 % erweitert. Die Erweiterung bezieht sich hierbei auf die ausgewiesene Stromkreislänge der Niederspannungsebene.

Hierbei gilt es darauf hinzuweisen, dass der ermittelte Leitungszubau bis 2030 bzw. 2045 nicht zwischen Ausbaumaßnahmen im Bestand und Zubaumaßnahmen unterscheidet. Grundsätzlich ergibt sich somit ein jährlich zu leistender Leitungsausbau, der sich an den bisherigen Wachstumsraten des Netzausbaus orientiert und somit in einer insgesamt realistischen Größenordnung liegt und damit unter den angenommenen Parametern als grundsätzlich umsetzbar einzuschätzen ist. Der erforderliche Netzausbaubedarf in den einzelnen Gemeinden ist hierbei jedoch nicht homogen verteilt, wodurch lokale Engpässe beim Netzausbau entstehen können.

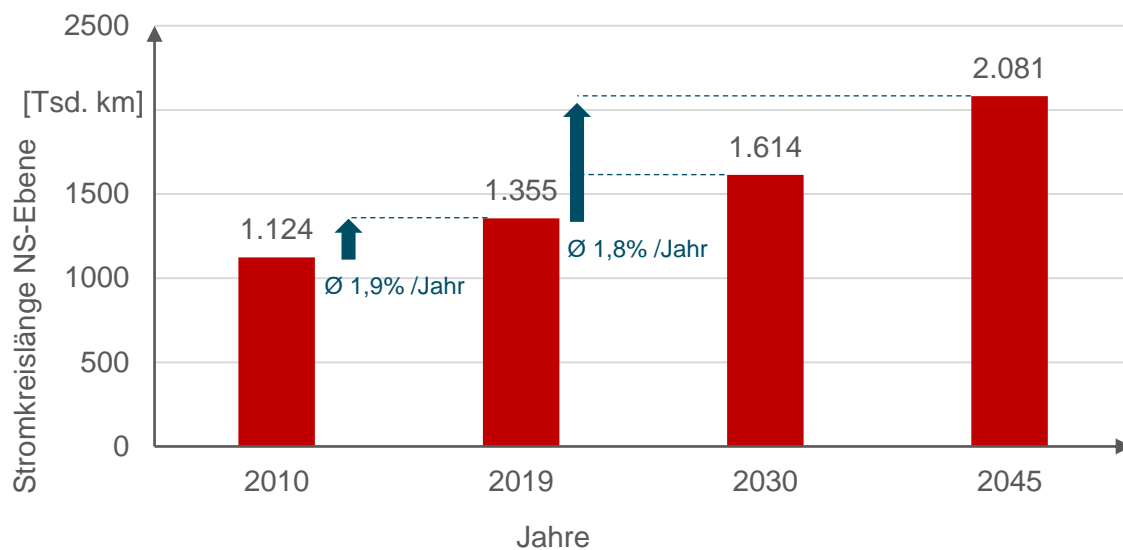


Abbildung 97: Zu erwartende jährliche Erweiterung der NS-Stromkreislänge im Kontext der historischen Netzerweiterung

Quelle: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2021)

Eine Einordnung der inhomogenen Verteilung des Netzausbaus erfolgt in Abbildung 98. Dargestellt wird hier der Investitionsbedarf durch den Netzausbau in der NS-Ebene je Stützjahr und Strukturklasse. Hier ist zu erkennen, dass mit 16 Mrd. EUR bis 2030 bzw. 54 Mrd. EUR bis 2045 ein Großteil der Investitionen in städtischen und halbstädtischen Gemeinden und damit eher in den bevölkerungsreichen Ballungsgebieten zu erwarten ist. Insbesondere bei der Betrachtung des Stützjahres 2045.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass halbstädtische und städtische Gebiete nur 34 % der Gesamtfläche Deutschlands ausmachen, jedoch bis 2045 72 % der Investitionen auf diese anfallen. Insbesondere in städtischen Gemeinden sind damit zukünftig Netzbetreiber betroffen, die im bisherigen Verlauf der Energiewende weniger vom Netzausbau betroffen waren. Ein Großteil der zu erwartenden Maßnahmen konzentriert sich somit auf einen geografisch relativ kleinen Raum.

Insbesondere hier zeichnet der reine Blick auf die erforderlichen Investitionen bzw. der deutschlandweite Blick nur ein unvollständiges Bild in Bezug auf die Realisierbarkeit des ermittelten Netzausbaus. Die Realisierbarkeit des Netzausbaus unterliegt unterschiedlichen Einflussfaktoren, deren Gewichtung sich lokal stark unterscheiden kann. Zu berücksichtigen sind hierbei folgende Aspekte:

- Verfügbarkeit von Personal zur Planung und Durchführung der Arbeiten
- Anzahl zeitgleicher Baustellen (Akzeptanz der Bevölkerung, technische Einschränkungen)
- Restriktionen zu Anzahl und Häufigkeit von Erdarbeiten durch z. B. Gemeinden
- Verfügbare Assets
- Planungs- und Bestellzeiträume

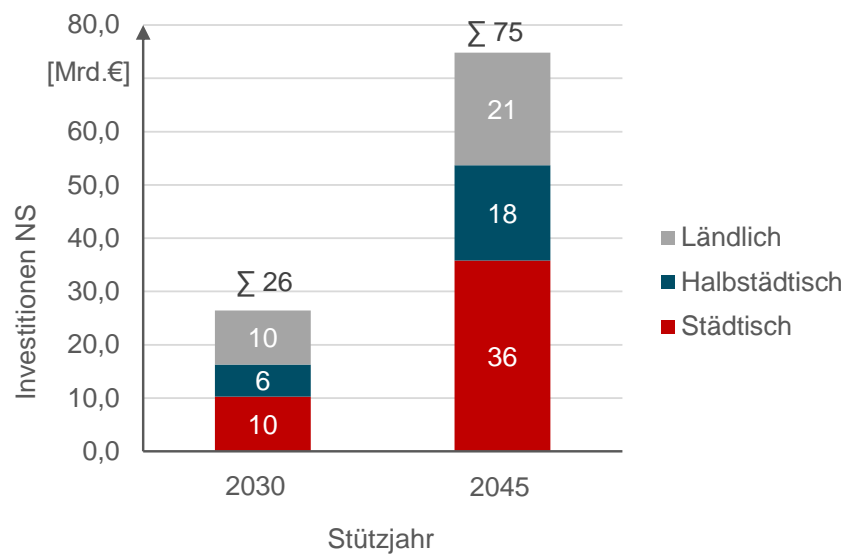


Abbildung 98: Aufteilung der Investitionen in der NS-Ebene je Stützjahr auf die einzelnen Strukturklassen

Eine integrierte Netz- und Assetplanung gewinnt somit zunehmend an Bedeutung. Hier gilt es Ersatz- bzw. Erweiterungsmaßnahmen zeitlich so zu planen, dass die im Planungshorizont erforderlichen Maßnahmen realisiert werden können. So können Potenziale zur Reduktion der Netzausbauinvestitionen gehoben werden. Im Rahmen der Netzausbauberechnung werden ausschließlich Erweiterungsinvestitionen angegeben. Ersatzinvestitionen werden hingegen nicht berücksichtigt, können sich jedoch teilweise mit Erweiterungsinvestitionen überschneiden. Eine entsprechende Netz- und Assetplanung kann dazu beitragen diese Synergien zu heben. Weitere Potenziale können sich bei einer gemeinsamen Planung zwischen verschiedenen Infrastrukturbetreibern ergeben. Beispielsweise bei einer gemeinsamen Planung von Grabungsarbeiten und einer entsprechenden Leerrohrstrategie. Ein mögliches Werkzeug im Rahmen einer gemeinsamen Asset- und Netzausbauplanung bietet der gezielte Einsatz netzdienlicher Flexibilitäten. Grundsätzlich ist bei einer planerischen Berücksichtigung einer netzdienlichen Flexibilität ein signifikant geringerer Netzausbaubedarf zu erwarten, insbesondere bei einem starken Zubau flexibler Lasten. Auch im Rahmen dieser Untersuchung wurde eine netzdienliche Flexibilität, das residuallastglättende Steuern von Ladevorgängen an privaten Ladepunkten berücksichtigt. Wie der Blick auf Netzausbauberechnungen mit vergleichbaren Szenarien zeigt (EWI, 2018), ist anzunehmen, dass ohne eine Berücksichtigung dieser Steuermöglichkeit der Netzausbaubedarf entsprechend höher ausfällt. Neben der allgemeinen Reduzierung des Netzausbaubedarfs kann ein gezielter Einsatz netzdienlicher Flexibilität dazu beitragen den Bedarf von Netzausbaumaßnahmen im Rahmen der technischen Lebensdauer der Betriebsmittel zu verschieben und damit eine zeitliche Häufung von Maßnahmen zu verhindern und die Realisierbarkeit des Netzausbaus zu erhöhen. Zudem kann die technische Lebensdauer der Betriebsmittel besser ausgenutzt werden. Hier wäre also im Rahmen des Assetmanagements

eine Abwägung zwischen den folgenden Punkten vor dem Hintergrund der zu erwartenden Versorgungsaufgabe möglich:

- Ausnutzung der technischen Restlebensdauer der Betriebsmittel
- Die für eine Steuerung erforderlichen Voraussetzung schaffen
- Den Investitionen für neue Betriebsmittel
- Der möglichen Anzahl von Maßnahmen

Um eine netzdienliche Flexibilität in der Netzplanung berücksichtigen zu können, müssen jedoch die entsprechenden technischen und regulatorischen Voraussetzungen erfüllt sein, um die Steuerung im Falle eines drohenden Engpasses gesichert im Betrieb einsetzen zu können. So bedingt der betriebliche Einsatz eine entsprechende IKT-Infrastruktur. Eine Erweiterung des Planungsprozesses um eine Digitalisierungsstrategie auf Basis lokaler Prognosen zur Entwicklung der Versorgungsaufgabe kann dabei helfen, Netze und Betriebsmittel zu priorisieren und frühzeitig die nötigen technischen Voraussetzungen zu schaffen. Von regulatorischer Seite her gilt es den Netzbetreibern und Planern frühzeitig eine Ausgestaltung des §14a EnWG zur Verfügung zu stellen, um diesen eine langfristige Planungssicherheit zu bieten (siehe Infobox 17).

Der hier beschriebene Ansatz des Flexibilitätsansatzes konzentriert sich stark auf das Laden von Elektrofahrzeugen. Grundsätzlich ist dieser Ansatz auch auf andere flexible Lasten wie beispielsweise Speicher oder Wärmepumpen anwendbar.

Zukünftige Studien und Gutachten im Bereich der Verteilnetze sollten sich daher ausführlich mit dem Thema des planerischen und betrieblichen Flexibilitätseinsatzes im Rahmen einer möglichen Ausgestaltung von §14a EnWG auseinandersetzen. Mögliche Schwerpunkte aus Sicht des Gutachters sind hierbei:

- Das Zusammenspiel zwischen netzdienlicher und entsprechend verfügbarer marktlicher Flexibilität
- Auswirkungen von Grenzen des Flexibilitätseinsatzes sowohl auf den Komfort der Nutzer als auch auf den zukünftigen Netzausbaubedarf
- Betrachtung weiterer Flexibilitätsoptionen neben dem Steuern von Ladevorgängen und deren Integration in die Netzplanung.

Ein weiterer Fokus zukünftiger Untersuchungen sollte aus Sicht der Gutachter im Bereich einer gemeinsamen Netz- und Assetplanung liegen.

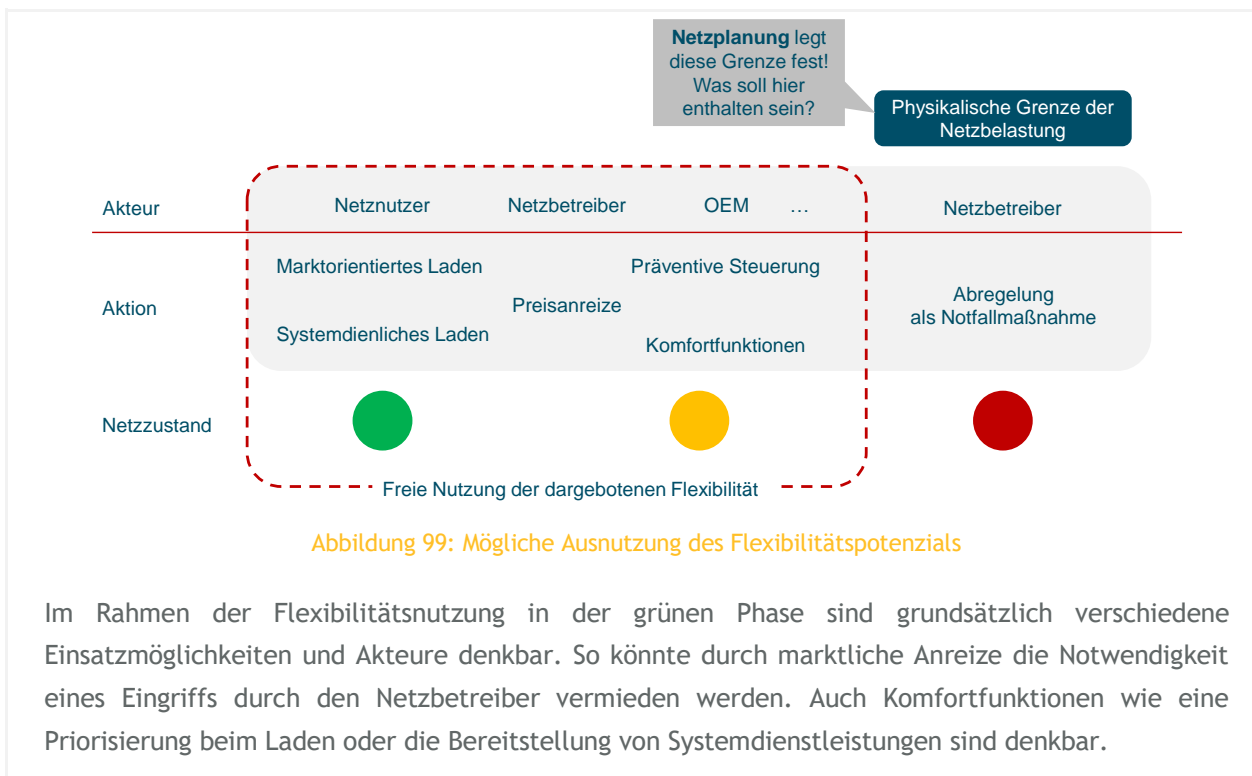
Ziel sollte es sein, den betroffenen Akteuren ein umfangreiches Bild der zukünftigen Herausforderungen und Möglichkeiten im Zuge der Sektorenkopplung sowie mögliche Lösungswege aufzuzeigen.

Infobox 17: Flexibilität in der Netzplanung

Den rechtlichen Rahmen zum Einsatz einer netzdienlichen Steuerung schafft §14a EnWG. Entscheidend für die zukünftige netzplanerische Berücksichtigung der Flexibilität ist die aktuell noch in der Diskussion befindliche konkrete Ausgestaltung des Rahmens. Um einen netzdienlichen Flexibilitätseinsatz netzplanerisch nutzen zu können, muss dieser Mechanismus dem Netzbetreiber im Betrieb sicher als Letztmaßnahme zur Verfügung stehen, um drohende Netzengpässe zu verhindern. Ein Ansatz auf freiwilliger Basis wie beispielsweise durch marktliche Signale oder mittels Pönalen kann dies aus Sicht des Gutachters nicht ausschließlich leisten. Der Nutzer hat hier stets die Wahl zwischen einer möglichen Einschränkung des persönlichen Komforts oder monetären Nachteilen. Die Flexibilität steht nicht gesichert zur Verfügung, da ein abweichendes Individualverhalten gestattet wird. Dies bedeutet ausdrücklich nicht, dass ein zusätzlicher marktlich gesteuerter Flexibilitätseinsatz zukünftig keine wichtige Rolle bei der Vermeidung von Netzengpässen im Betrieb spielen kann. Ein wichtiger Punkt im Zuge der Diskussion um den Netzbetreiberseitigen Eingriff ist das erlaubte Maß der planerischen Steuerung. Also welcher Eingriff in den Komfort der Netznutzer durch den Planer berücksichtigt werden kann und ab welchem Punkt es gilt das Netz auszubauen. Hier muss eine Grenze als Auslöser für den Netzausbau unter Berücksichtigung der Nutzerkomforts definiert werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass grundsätzlich zwischen Betrieb und Planung zu unterscheiden ist. Entscheidend für die Auslegung des Netzes bei der Anwendung einer solchen Steuerung, ist die zu erwartende Häufigkeit und Intensität des Einsatzes und damit der planerischen Bewertung einer möglichen Einschränkung des Nutzerkomforts. Die Auslegung des Netzes auf eine planerisch geringe Einschränkung, reduziert somit die Wahrscheinlichkeit von Zeiträumen mit drohenden Netzengpässen und damit eines betrieblichen Einsatzes einer Steuerung. Grundlage sind hier stochastische Auswertungen. Das tatsächliche Maß der Abregelung im Betrieb kann entsprechend abweichen.

Im Rahmen dieser Studie wird angenommen, dass Ladevorgänge an privaten Ladepunkten residuallastglättend und damit netzdienlich verschoben werden können. Hierbei wird planerisch berücksichtigt, dass der Komfort der Nutzer nicht eingeschränkt wird. Die Ladevorgänge können im Rahmen der stochastischen Standzeiten der einzelnen Fahrzeuge unter der Bedingung verschoben werden, dass die zuvor gefahrenen Strecken nachgeladen werden können. Das Netz wird so auf eine bestimmte Versorgungsaufgabe ausgelegt. Drohen im Betrieb Netzengpässe, greift die Steuerung des Netzbetreibers als Letztmaßnahme.

Dieser Ansatz schließt explizit nicht aus, dass die Flexibilität der Netznutzer auch marktbasierend genutzt werden kann. Vielmehr gibt die Auslegung des Netzes unter der planerischen Berücksichtigung der Steuerung durch den Netzbetreiber als Letztmaßnahme einen Handlungsraum vor, in dessen Rahmen die Flexibilität der Netznutzer genutzt werden kann (siehe Abbildung 99). Drohen akut keine Netzengpässe (grüne und gelbe Phase) erfolgt kein Eingriff des Netzbetreibers, die Flexibilität kann frei genutzt werden. Drohen Netzengpässe (rote Phase) greift die Steuerung des Netzbetreibers als Letztmaßnahme.



2.7.3 Entwicklung der Wasserstoff- und Gasinfrastruktur

Im Rahmen dieser Studie und basierend auf den Ergebnissen des Hauptszenarios erfolgt eine ausführliche Betrachtung der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur auf Basis qualitativer und quantitativer Analysen. Die gasförmigen Energieträger sind entgegen der Logik in den Endverbrauchssektoren nach den Gasfamilien aufgeteilt, da für die Infrastrukturperspektive die leitungsgebundenen verbrauchten Mengen in den jeweiligen Gasnetzen entscheidend sind. Bei der **Bilanzierung nach Gasfamilien** wird beigemischter Wasserstoff daher in der Gasfamilie Methan bilanziert. Im Rahmen der Studie ist die Gasfamilie Methan als Mischung aus methanbasierten Gasen⁶³ sowie einem Wasserstoffanteil von bis zu 20 Vol.-%. definiert. Die Gasfamilie Wasserstoff beinhaltet reinen Wasserstoff⁶⁴ (siehe Kapitel 2.4.7). Neben der heute etablierten Nutzung der Gasfamilie Methan, gewinnt in den untersuchten Endverbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr sowie im Bereich der Rückverstromung in Gaskraftwerken die Gasfamilie Wasserstoff zunehmend an Bedeutung. Daher wird basierend auf den Wasserstoffverbräuchen des Szenarios KN100 analysiert, in welchem Umfang eine bedarfsorientierte Infrastruktur für die Gasfamilie Wasserstoff benötigt wird. In diesem Zusammenhang wird sowohl eine Umstellung bestehender Gasinfrastruktur als auch der Neubau von Wasserstoffinfrastruktur betrachtet.

⁶³ Die angebotsseitige Zusammensetzung der methanbasierten Gasverbräuche verändert sich im Zeitverlauf und besteht aus Erdgas, Biomethan und synthetischem Methan. Eine detaillierte Beschreibung der Zusammensetzung findet sich in den Kapiteln 2.1, 2.2 und 2.3.

⁶⁴ 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.

Basierend auf den dargestellten Analysen werden die **volkswirtschaftlichen Kosten** der Methan- und Wasserstoffinfrastruktur basierend auf den Verbrauchsentwicklungen des Hauptszenarios KN100 abgeschätzt. Hierbei werden die Kosten für den Betrieb, die Umstellung und den Ausbau der Transportnetze für die Gasfamilien Methan und Wasserstoff auf Basis des Endenergieverbrauchs ermittelt. Eine detaillierte Modellierung der Methan- und Wasserstoffinfrastruktur erfolgt im Rahmen der Studie nicht. Eine Kostenbetrachtung der Gasverteilnetze erfolgt im Rahmen der Studie ebenfalls nicht.

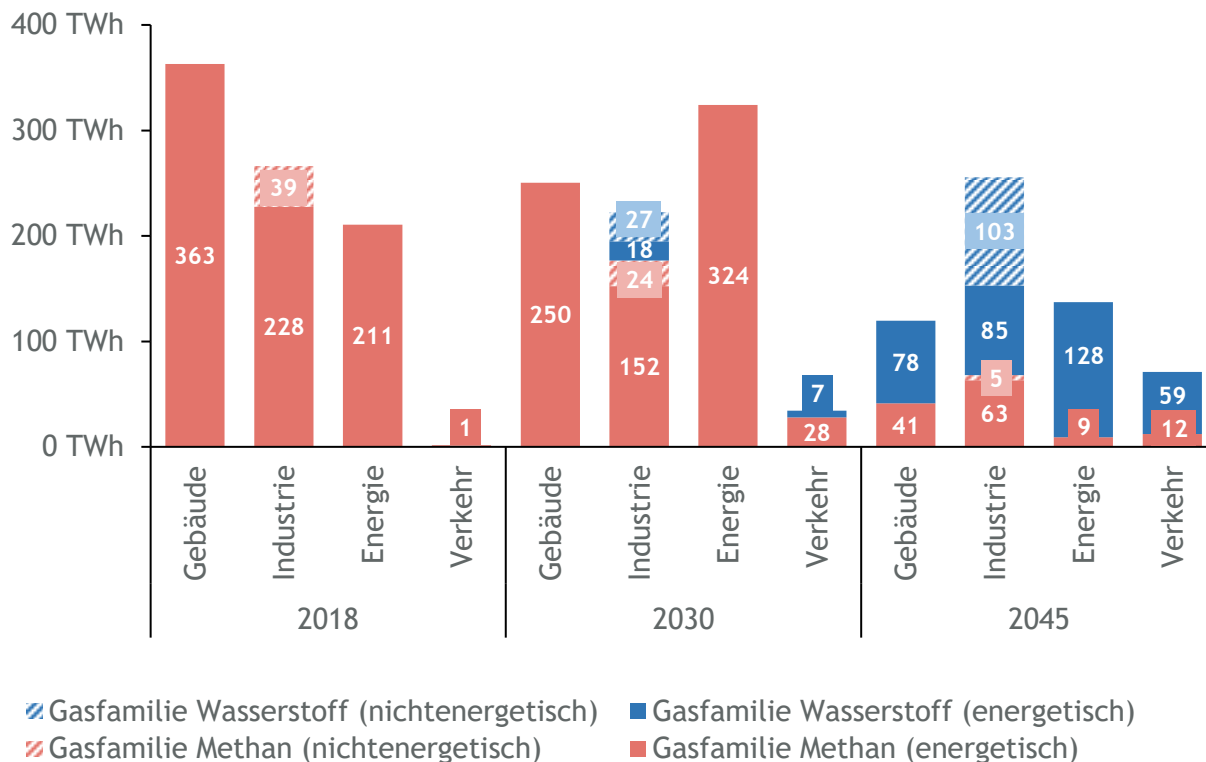


Abbildung 100: Gasverbräuche nach Gasfamilie und Verbrauchssektor

In Abbildung 100 ist der **Gasverbrauch je Gasfamilie und Sektor** dargestellt. Bis 2030 treibt vor allem der nichtenergetische Verbrauch und die Substitution von grauem Wasserstoff in der Industrie (z. B. in der Stahl- und Chemieindustrie) die Nachfrage, sodass der Industriesektor im Jahr 2030 einen Wasserstoffverbrauch von insgesamt 45 TWh erreicht. Zusätzlich erhöht sich im Zeitverlauf auch die energetische Nutzung von Wasserstoff, bspw. für die Bereitstellung von Prozesswärme, was insgesamt in einem Wasserstoffverbrauch von 188 TWh im Jahr 2045 in der Industrie resultiert (siehe Kapitel 2.2.5). Im Verkehrssektor liegt die Wasserstoffnachfrage im Jahr 2030 bei 7 TWh. Der Wasserstoffbedarf steigt bis 2045 deutlich auf insgesamt 59 TWh. Der größte Treiber ist hier der Güterverkehr durch schwere LKW, auf den mehr als die Hälfte der Wasserstoffnachfrage entfällt (siehe Kapitel 2.1.4). Im Jahr 2045 ist ein Verbrauch von 78 TWh der Gasfamilie Wasserstoff im Gebäudesektor zu verzeichnen. Dieser ist auf die in den 2030ern beginnenden Verteilnetzumstellungen von der Gasfamilie Methan auf Wasserstoff zurückzuführen. Zudem steigt der Wasserstoffverbrauch durch Beimischung von Wasserstoff in der Gasfamilie Methan (siehe Abbildung 102).

Im Energiesektor erfolgt ein signifikanter Einsatz von Wasserstoff in Gaskraftwerken ab dem Jahr 2040. Dies ist über sowohl durch wasserstofffähige Neubauanlagen als auch über umrüstbare Anlagen möglich. Je nach Standort und Nähe zum Wasserstofftransportnetz können diese Kraftwerke dann mittelfristig Wasserstoff zur Rückverstromung nutzen. Neben der leitungsgebundenen Wasserstoffversorgung ist hier auch die Nähe zu Speichern ein relevanter Standortfaktor. Der Gasverbrauch des Energiesektors steigt bis 2030 durch den Anstieg der Gasverstromung um 54 % an und sinkt dann bis 2045 unter den historischen Wert von 2018. Der Wasserstoffverbrauch des Energiesektors liegt im Jahr 2045 bei 128 TWh (siehe Kapitel 2.4.4). Im Jahr 2045 beträgt der Anteil der Gasfamilie Wasserstoff am gesamten Gasverbrauch ca. 66 % im Gebäude- und 73 % im Industriesektor. Im Energiesektor wird der Gasverbrauch zu 93 % und im Verkehrssektor zu 83 % durch die Gasfamilie Wasserstoff gedeckt. Im Durchschnitt liegt der Anteil von Gasfamilie Wasserstoff am Gasverbrauch im Jahr 2045 bei 78 %. Ausgehend vom historischen Wert 2018 sinkt der Verbrauch beider Gasfamilien (methanbasierte Gase und Wasserstoff) im Szenario KN100 bis zum Jahr 2045 um 31 % ggü. 2018. Der Verbrauch an Gasfamilie Wasserstoff steigt mit 453 TWh im Jahr 2045 über den in der nationalen Wasserstoffstrategie angegebenen historischen Verbrauch von etwa 55 TWh hinaus (BMW, 2020)⁶⁵.

Räumliche Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur

Die Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur ist eng mit der Entwicklung des Angebots und der Nachfrage verknüpft. Durch unterbrechungsfreie Produktionen in vielen Grundstoffindustrien oder die mittelfristige Rückverstromung in Gaskraftwerken spielt die Versorgungssicherheit bei der Umstellung auf Wasserstoff eine wichtige Rolle. Eine Versorgung über ein Pipeline-System bringt diesbezüglich viele Vorteile, da eine lokale Zwischenspeicherung potenziell entfällt.

Weiterhin hat der Aufbau von **Wasserstofftransportinfrastruktur auf europäischer Ebene** Relevanz. Der Hauptanteil des langfristig benötigten Wasserstoffbedarfs wird im KN100-Szenario durch Importe gedeckt. Im Jahr 2030 beträgt der Importanteil am Gesamtverbrauch 86 %, die komplett aus dem europäischen Ausland stammen. Die verbleibenden 14 % werden durch nationale Produktion in Elektrolyseuren gedeckt. Bis 2045 wächst der Importanteil auf 87 % bei gleichzeitig stark ansteigender Wasserstoffnachfrage. Ein Großteil der nach Deutschland importierten Wasserstoffmengen könnte über ein europäisches Fernleitungsnetz nach Deutschland gelangen. Gemäß der Modellergebnisse für das Jahr 2045 stammen 47 % des Wasserstoffs aus dem europäischen Ausland. Diese Mengen müssten größtenteils über ein europäisches Fernleitungsnetz nach Deutschland transportiert werden. Die Nachfrage nach Wasserstoff wird allerdings auch in anderen europäischen Ländern ansteigen, sodass auch Länder außerhalb Europas wichtige Herkunftsländer für Wasserstoffimporte nach Deutschland darstellen. Das europäische Fernleitungsnetz im Südwesten Europas bildet die Grundlage für Importe aus Nordafrika, worüber im Jahr 2045 ca. 19 % des deutschen Wasserstoffbedarfs gedeckt werden. Zusätzlich dazu stellt

⁶⁵ Grauer Wasserstoff wird v. a. durch Dampfreformierung aus Erdgas gewonnen und ist in Abbildung 100 im methanbasierten Gasverbrauch enthalten.

das Fernleitungsnetz eine Option für Wasserstoffimporte aus Osteuropa und Vorderasien dar. Aus diesen Regionen wird 21 % der deutschen Wasserstoffnachfrage gedeckt (siehe Kapitel 2.4.7).

Ein **nationales Transportnetz für Wasserstoff** könnte in der kurzen Frist zunächst im Nordwesten Deutschlands ausgebaut werden, um dort große Industriecenter im Dreiländereck zwischen Deutschland, Belgien und den Niederlanden anzuschließen (FNB Gas, 2020; Agora Energiewende & AFRY Management Consulting, 2021; Jens et al., 2021). Dieses nationale Transportnetz könnte sich im Zeitverlauf in Richtung Südwesten entwickeln, sodass in der mittleren Frist Teile Ostdeutschlands und Mitteldeutschlands an das Transportnetz angeschlossen werden. Bis zum Jahr 2040 könnte ein flächendeckender Anschluss Süddeutschlands erfolgen. Der geografischen Ausbreitung des flächendeckenden Transportnetzes vorauseilend, ist auch vor 2040 ein bedarfsgerechter Anschluss einzelner Großverbraucher (z. B. Industrieunternehmen oder Wasserstoff-Kraftwerke) oder Regionen mit hoher Industriedichte (bspw. in Bayern) möglich. Für den Aufbau des Wasserstofftransportnetzes werden voraussichtlich primär existierende Erdgaspipelines für den Transport von Wasserstoff umgestellt. Freie Pipelinekapazitäten werden durch einen Rückgang der Gasnachfrage geschaffen. Analog zur möglichen Entwicklung des Wasserstofftransportnetzes könnten zunächst Kraftwerke im Nordwesten (bspw. im Rheinischen Revier) bzw. in Mitteldeutschland Wasserstoff zur Rückverstromung nutzen. In Folge des Kernenergie- und Kohleausstieg besteht zudem ein steigender Bedarf für flexible wasserstofffähige Gaskraftwerke in Süddeutschland.

Umsetzung einer Gasnetzumstellung

Auf der **Transportnetzebene** ist die Leitungsinfrastruktur historisch gewachsen und wurde an vielen Stellen durch parallel geführte Methanpipelines ausgebaut. Gemäß den Ergebnissen des Szenarios KN100 geht der Verbrauch methanbasierter Gase zurück, sodass eine gezielte Umstellung einzelner Leitungen für den Transport von Wasserstoff möglich ist, ohne die Versorgung mit methanbasierten Gasen zu beeinträchtigen. Dadurch könnten Wasserstoff und Methan parallel transportiert werden und ein zukünftiges Wasserstofftransportnetz kann in der Regel parallel zum bestehenden Gastransportnetz verlaufen. Eine Umstellung bestehender Gastransportleitungen ist im Vergleich zum Neubau von Wasserstoffleitungen mit geringeren Kosten und schnellerer Verfügbarkeit verbunden.

In den **Gasverteil- und Ortsnetzen** sind in der Regel keine parallel geführten oder redundanten Leitungen vorhanden. Innerhalb eines Verteilnetzabschnittes würde das Angebot zweier Gasfamilien bedeuten, dass parallel zum existierenden Netz ein zweites Netz aufgebaut werden müsste. Ein flächendeckender Aufbau und Betrieb von parallelen Infrastrukturen auf Verteilnetzebene für die Gasfamilien Methan und Wasserstoff durch den Neubau von parallel zum bestehenden Netz verlaufender Wasserstoffleitungen wäre mit erheblichen Kosten verbunden. Die Koexistenz zweier Gasfamilien in Gasverteilnetzen wird in der Studie daher nicht betrachtet. Verteilnetze oder einzelne Gasverteilnetzabschnitte werden durch einen zentralen Anschluss an das Transportnetz gespeist. Darüber hinaus kann es lokale Produzenten geben, die direkt ins Verteilnetz einspeisen (z. B. Biomethan aus Biogasanlagen oder Wasserstoff aus Elektrolyseuren). Deshalb sind mittel- und langfristige regional unterschiedliche Gaszusammensetzungen in den

Verteilnetzen wahrscheinlich, abhängig von den lokalen Bedarfsanforderungen und Einspeisemöglichkeiten. Im Falle der Umstellung auf (oder der Beimischung von) Wasserstoff könnten einzelne Endverbraucher, für die eine Umstellung auf Gasfamilie Wasserstoff oder eine hohe Beimischungsquote nicht möglich ist, über eine neue (Stich-)Leitungen mit der notwendigen Gaszusammensetzung versorgt werden. Sensible Verbraucher hinsichtlich der Gasfamilie und der Wasserstoffbeimischung könnten zum Beispiel die Glas- und Keramikindustrie sein. Darüber hinaus ist eine hinsichtlich der Gasfamilie und Beimischung dauerhafte bedarfsorientierte Umstrukturierung von Verteilnetzabschnitten vorstellbar, sodass die Nachfrage nach Wasserstoff und methanbasierten Gasen möglichst abnehmerscharf bedient werden kann. Zum Beispiel könnten ein Verteilnetz, in dem ein Industriegebiet mit wasserstoffsensiblen Verbrauchern und ein Wohngebiet mit weniger sensiblen Haushaltsverbräuchen liegt, in zwei Verteilnetze geteilt werden, welche unterschiedliche Gasfamilien führen. Alternativ könnten mittelfristig auch Wasserstoff und methanbasierte Gase durch Membranverfahren beim Verbraucher getrennt werden, wenn im Verteilnetz der Gasfamilie Methan eine Wasserstoffbeimischung vorliegt. Abbildung 101 illustriert die Umstellung der Gasverteilnetze auf Wasserstoff im Jahr 2045 und zeigt mögliche Einflussfaktoren auf die Umstellung individueller Verteilnetzabschnitte.

Auf Verteilnetzebene ist bereits kurz- und mittelfristig eine **Beimischung von Wasserstoff** aus

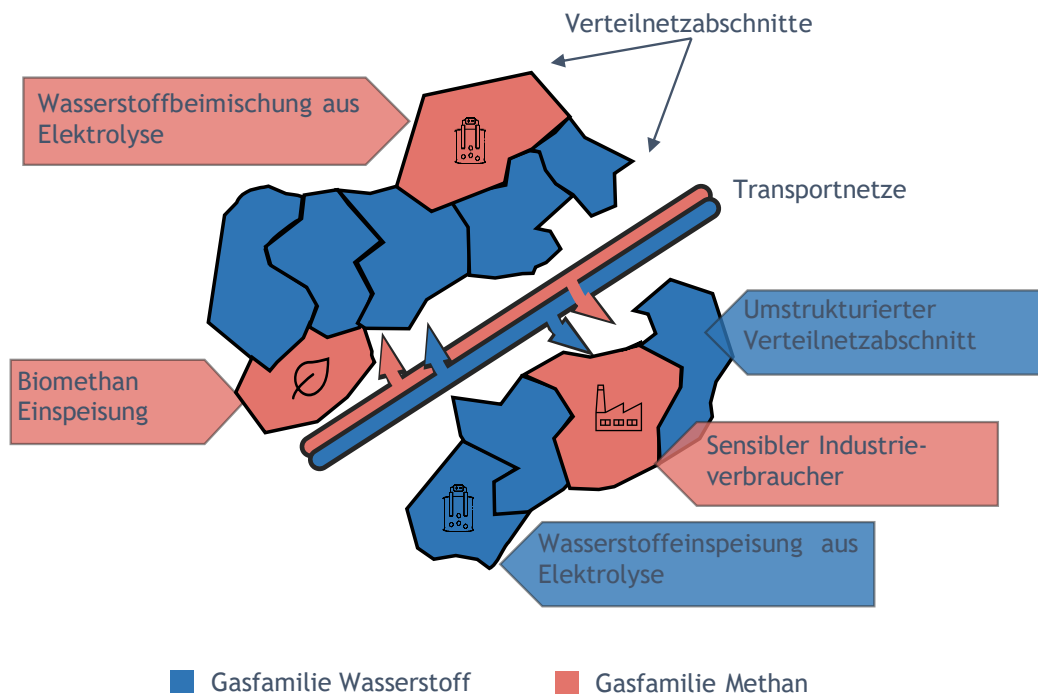


Abbildung 101: Illustrative Darstellung der Umstellung der Gasverteilnetze auf Wasserstoff

dezentralen Quellen (z. B. Wasserstoff aus Elektrolyseuren) oder aus dem Wasserstoff-Transportnetz möglich. Die Beimischung von Wasserstoff in Verteilnetze erfolgt entsprechend der Sensibilität der Endverbraucher, der Bedarfe sowie der potenziellen Erzeugung von Wasserstoff

im Netzgebiet⁶⁶. Bis 2030 kann eine Wasserstoffbeimischung in lokalen Verteilnetzen erfolgen, dies ist besonders im Falle einer dezentralen Erzeugung von Wasserstoff relevant. Aufgrund der im Jahr 2030 begrenzten, geografischen Ausbreitung des Wasserstoff-Transportnetzes und technischer Restriktionen auf Seiten der Endgeräte auf Basis geltender technischer Regeln, wird die Beimischungsquote 10 Vol.-% Wasserstoff voraussichtlich nicht übersteigen. Nach individueller Bewertung sind in einzelnen Netzabschnitten höhere Beimischungen denkbar. Im Jahr 2045 könnte eine Beimischung von 20 Vol.-% in Verteilnetzen der Gasfamilie Methan möglich sein. Voraussetzung dafür ist die bis dahin erfolgende technische Weiterentwicklung der Endgeräte hinsichtlich ihrer Wasserstoffverträglichkeit. Es wird davon ausgegangen, dass für Beimischungen von mehr als 20 Vol.-% eine vollständige Umstellung des Verteilnetzabschnittes von Gasfamilie Methan auf Wasserstoff kostengünstiger ist als eine kontinuierlich zunehmende Beimischung (ENTSOG, 2019). Aus den Modellergebnissen des KN100 ergibt sich für das Jahr 2030 eine durchschnittliche Beimischung von 5,8 Vol.-% Wasserstoff (entspricht 1,8 Energie-%) in Verteilnetzen mit methanbasierten Gasen. 2045 beträgt die durchschnittliche Beimischung von Wasserstoff in methanbasierte Gasnetze circa 12,8 Vol.-%. Wasserstoff (entspricht 4,3 Energie-%), wie in Abbildung 102 dargestellt.

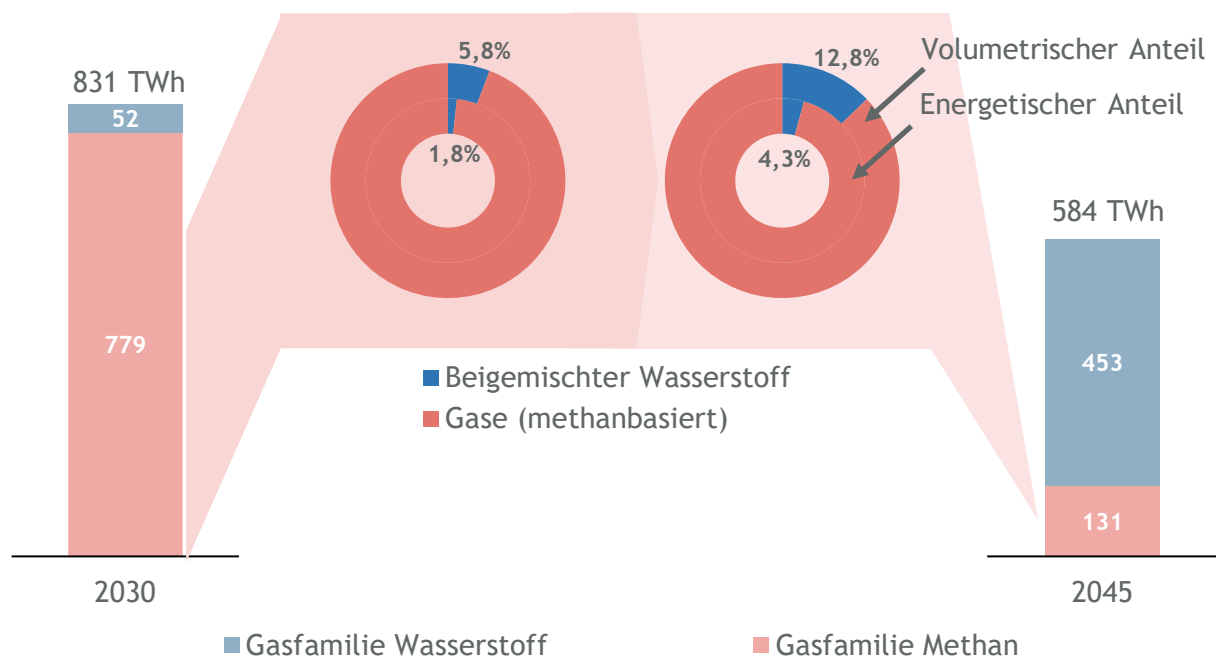


Abbildung 102: Verbrauch je Gasfamilie und Anteil der Wasserstoffbeimischung

Zum einen zeigen die Ergebnisse des KN100 einen Trend von Gasfamilie Methan hin zu Wasserstoff, zum anderen sinkt der Verbrauch beider Gasfamilien im Szenario KN100 bis zum Jahr 2045 um 31 % gegenüber dem Jahr 2018. Ein starker Rückgang der Gasverbrauchs und eine sinkende Anzahl angeschlossener Verbraucher (z. B. Heizungen und Industriebetriebe) könnte perspektivisch dazu führen, dass einzelne Verteilnetzabschnitte mit dem heutigen Regulierungsrahmen nicht mehr

⁶⁶ Modellseitig wird nur eine bilanziell durchschnittliche Beimischung von Wasserstoff im Gasnetz ermittelt. Beimischungsquoten für individuelle Verteilnetze sind nicht Gegenstand der Studie.

wirtschaftlich betrieben werden können und die Kosten nicht mehr von der sinkenden Anzahl an Verbrauchern getragen werden können. Dies könnte dazu führen, dass Verteilnetze oder Netzabschnitte stillgelegt werden. Im Rahmen der Studie wird die Stilllegung individueller Gasverteilnetze jedoch nicht untersucht.

Der Trend von methanbasierten Gasen hin zu Wasserstoff bedeutet, dass **Gasverteilnetze teilweise auf Wasserstoff umgestellt** werden müssen. Ein gewisser Anteil der Verteilnetze wird aufgrund der lokalen Endverbrauchssituation voraussichtlich nicht auf Wasserstoff umgestellt werden können. Wegen bestehender Nachfrage nach methanbasierten Gasen aus der Industrie (z. B. der Chemie und Glasindustrie) und dezentralen Erzeugungspotentialen für Biomethan gibt es im Jahr 2045 im KN100 noch Verteilnetze mit Gasfamilie Methan. Da Industrie und Gebäude teils aus den gleichen Netzabschnitten versorgt werden, führt dies zu einer Sockelnachfrage nach Gasfamilie Methan im Gebäudesektor, welche in der Studie auf 15 Energie-% geschätzt wird.

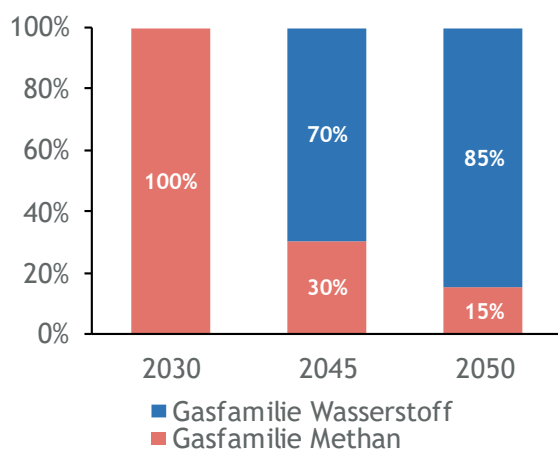


Abbildung 103: Anteilige Umstellung von Gasverteilnetzen (energetisch)

Neben der Sockelnachfrage ist die **Dauer der Marktraumumstellung** von Gasfamilie Methan auf Wasserstoff ein begrenzender Faktor für den Einsatz von Wasserstoff in Gasverteilnetzen. Die Geschwindigkeit und der Beginn der Marktraumumstellung auf Wasserstoff inklusive des Austausches oder der Nachrüstung betroffener Endgeräte ist maßgeblich von politischen Entscheidungen abhängig. Basierend auf Erfahrungen der L/H-Gas Umstellung könnte die Marktraumumstellung auf Wasserstoff 20-30 Jahre in Anspruch nehmen (vgl. Klement et al., 2020; FNB Gas, 2020). Die Systemträchtigkeit hängt im Gebäudesektor

insbesondere an der Wasserstofffähigkeit der Endgeräte. Laut Herstellerangaben können neue Gasbrennwertgeräte ab dem Jahr 2024 vollständig mit Wasserstoff betrieben werden. Typische Investitionszyklen betragen bei Heizungsanlagen 20 Jahre. Die Umstellung der Endgeräte muss der Umstellung der Netze vorauslaufen. Bevor ein Netzabschnitt auf Wasserstoff umgestellt werden kann, müssen alle Endgeräte in diesem Netzabschnitt wasserstofffähig sein. Die Studie geht davon aus, dass Verteilnetzumstellungen von methanbasiertem Gas auf Wasserstoff in den 2030er Jahren starten und im Jahr 2050 abgeschlossen sind. Die sich daraus ergebenden Annahmen für die Anteilige Umstellung der Gasverteilnetze sind in Abbildung 103 dargestellt. 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.

Exkurs: Technische Rahmenbedingungen

Erfahrungen mit dem Pipelinetransport von Wasserstoff gibt es in Deutschland seit den 1930er Jahren. Weltweit werden heute Wasserstoffnetze von einer Länge von bis zu 1.100 km für industrielle Nutzung betrieben. Existierende **Wasserstoffpipelines** bestehen in der Regel aus konventionellen Rohrstählen und werden auf quasi-statischen Druckniveau betrieben (Krieg, 2012). Wasserstoff kann in Rohrstähle diffundieren und zu Versprödung des Werkstoffs führen. Die bestehende Erdgasinfrastruktur in Deutschland ist nicht für den Transport von Wasserstoff ausgelegt worden. Die Wasserstofftauglichkeit der Erdgasinfrastruktur ist deshalb Gegenstand laufender Untersuchungen (Initiative GET H2, 2021; DVGW, 2020c; DBI, 2021). Gemäß ersten Ergebnissen sind keine grundsätzlichen Ausschlusskriterien für die Verwendung bestehender der Erdgasleitungen für Wasserstofftransport festgestellt worden (Klement et al., 2020; Marewski et al., 2020a; Marewski et al., 2020b; Wackermann et al., 2020). Ein Großteil der Leitungen in Ortsverteilnetzen besteht aus Kunststoffen, die materialtechnisch grundsätzlich für den Transport von Wasserstoff geeignet sind (Enzmann, 2020)

Wasserstoff hat eine geringere volumetrische Energiedichte als Methan. Bei gleichem Druckverlust

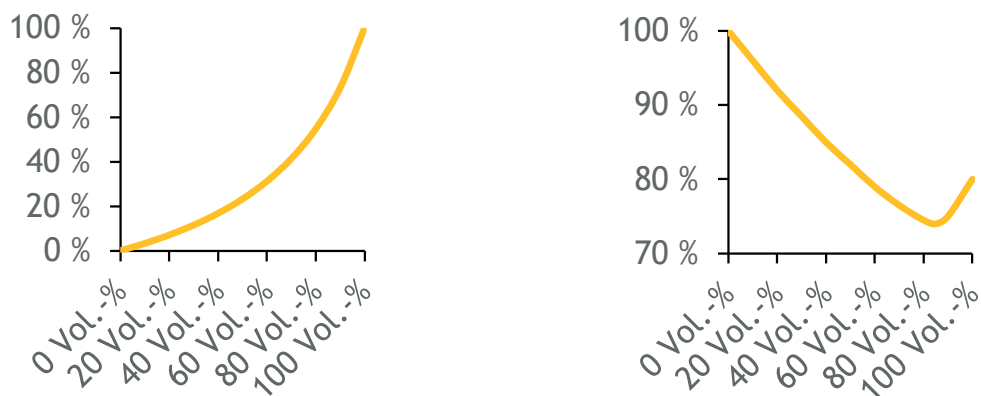


Abbildung 104: Zusammenhang zwischen energetischem und volumetrischem Anteil von Wasserstoff bei Beimischung in Methan (links). Abnahme der Transportkapazität bezogen auf 100 % Erdgas durch Wasserstoffbeimischung ins Erdgasnetz bei konstantem Druckverlust (rechts)

Quelle: (links) eigene Berechnung, (rechts) angelehnt an Haeseldonckx & D'haeseleer (2007)

und dreifachen Volumenstrom beträgt die energetische Transportkapazität einer Pipeline bei Wasserstofftransport circa 80 % der energetischen Transportkapazität bei Erdgastransport (Haeseldonckx & D'haeseleer, 2007). Um dreifache Volumenströme bereitzustellen, bedarf es eines Austauschs bestehender **Verdichter** (Adam et al., 2020; Krieg, 2012). Demnach besteht auch bei Umstellung bestehender Erdgasinfrastruktur grundlegender Planungs- und Investitionsbedarf.

Der energetische Anteil von Wasserstoff in Methan/Wasserstoff-Gemischen verhält sich nicht linear zu dem volumetrischen Anteil. Eine Beimischung von 20 Vol. % Wasserstoff in Methan entspricht einem energetischen Wasserstoffanteil von 7,2 %. Im Falle einer perspektivischen Umstellung auf 100 % Wasserstoff oder bei einer Beimischungsquote von Wasserstoff in Verteilnetze müssen alle Endgeräte des Netzabschnitts mit dieser Gasqualität verträglich sein. Die

Wasserstofftauglichkeit von **Endgeräten** wird aktuell untersucht (THyGA, 2021; DVGW, 2021a-b). Nach derzeitigem Wissensstand sind bestehende Gasendgeräte je nach Geräteklasse für einen Wasserstoffanteil von bis zu 20 Vol.-% geeignet (Klement et al., 2020; MARGOGAZ, 2019). Jüngere Gasbrennwertgeräte einiger Hersteller können laut Herstellerangaben circa 20-30 Vol.-% Wasserstoffanteil mitverbrennen (Vaillant, 2021; Viessmann, 2020). Die Markteinführung von 100 % wasserstofffähigen Gasbrennwertgeräten soll laut Herstellerangaben ab 2024 erfolgen (Viessmann, 2020). Für die Rückverstromung von Wasserstoff sind Gasturbinen in der Energiewirtschaft von zentraler Bedeutung. Gemäß Herstellerangaben werden voraussichtlich ab dem Jahr 2030 wasserstofffähige Gasturbinen zu Verfügung stehen. In den 2020ern installierte Gasturbinen lassen sich auf Wasserstoff nachrüsten.

Investitionen in die Gas- und Wasserstoffinfrastruktur auf Transportnetzebene

Der Infrastrukturbedarf sowie die Investitions- und Betriebskosten der Gastransportnetze werden für die Gasfamilien Methan und Wasserstoff bestimmt. Die Kostenentwicklung von Infrastruktur in Gasverteilnetzen ist nicht Teil der Studie. Bei den Investitionen wird zwischen Neubau, Umstellungen und Reinvestitionen unterschieden. Die mögliche Stilllegung von Infrastruktur der Gastransport- oder Verteilnetze wird dabei nicht untersucht.

Den **Ausgangspunkt für die Kostenbetrachtungen** bilden die modellbasierten Energieverbräuche der Gasfamilien Methan und Wasserstoff. Ausgehend vom bestehenden Gastransportnetz sowie

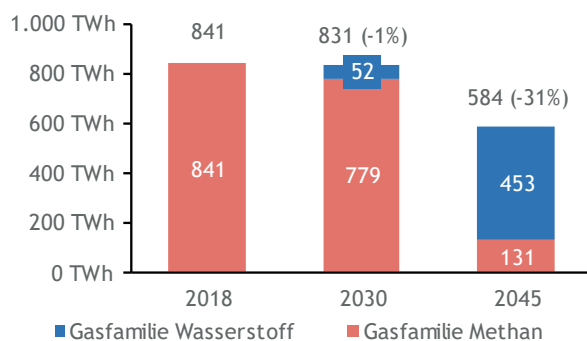


Abbildung 105: Energieverbräuche nach Gasfamilie

den geplanten Maßnahmen des *Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030* (FNB Gas, 2020) werden Kapazitäten für die Umstellung von Leitungsabschnitten aus dem Methanetz auf Wasserstoff bestimmt. Der bedarfsgerechten Umstellung von Methan auf Wasserstoff wird Vorrang gegenüber dem Neubau von Wasserstoffpipelines eingeräumt. Ein Neubau erfolgt, wenn die ermittelten Netzbedarfe nicht durch Umstellungen zu decken sind. In Abbildung 105 ist zunächst die Entwicklung des Verbrauchs je Gasfamilie dargestellt. Im Zeitraum zwischen 2018 und 2030 sinkt die Nachfrage nach Gas im Szenario KN100 getrieben durch die steigende Gasverstromung im Energiesektor nur um ca. 1 %. Nach 2030 zeigen die Ergebnisse der Modellierung stärker sinkende Gasnachfragen. Bis 2045 geht der Gesamtverbrauch an gasförmigen Energieträgern bezogen auf 2018 um 31 % zurück. Dabei wird ein Großteil der Nachfrage nach der Gasfamilie Methan durch Wasserstoff ersetzt. Der Bedarf der Gasfamilie Methan sinkt im Vergleich zu 2018 um 84 %.

Die Studie geht davon aus, dass durch die Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030 (FNB Gas, 2020) die **Infrastrukturbedarfe** der Gasfamilie Methan zu jedem Zeitpunkt abgedeckt sind. Ein über die Maßnahmen des Netzentwicklungsplans hinausgehender Ausbau an Methantransportnetzen erfolgt nicht. Für die nachfolgenden Berechnungen wird unterstellt, dass sich die Gesamtlänge der Gastransportnetze bezogen auf den historischen Bestand trotz der

rückläufigen Nachfrage nicht verringert. Dies beruht auf der Annahme, dass eine flächendeckende Versorgung mit gasförmigen Energieträgern, insbesondere bei der historisch gewachsenen Gasfamilie Methan, auch bei rückläufigen Gasnachfragen sichergestellt wird. Die mögliche Stilllegung von Infrastruktur der Gastransportnetze bzw. Gasverteilnetze wird nicht untersucht.

Die Abschreibung von Investitionen erfolgt linear über die ökonomische Lebensdauer. Reinvestitionen erfolgen, wenn die existierende Infrastruktur das Ende ihrer technischen

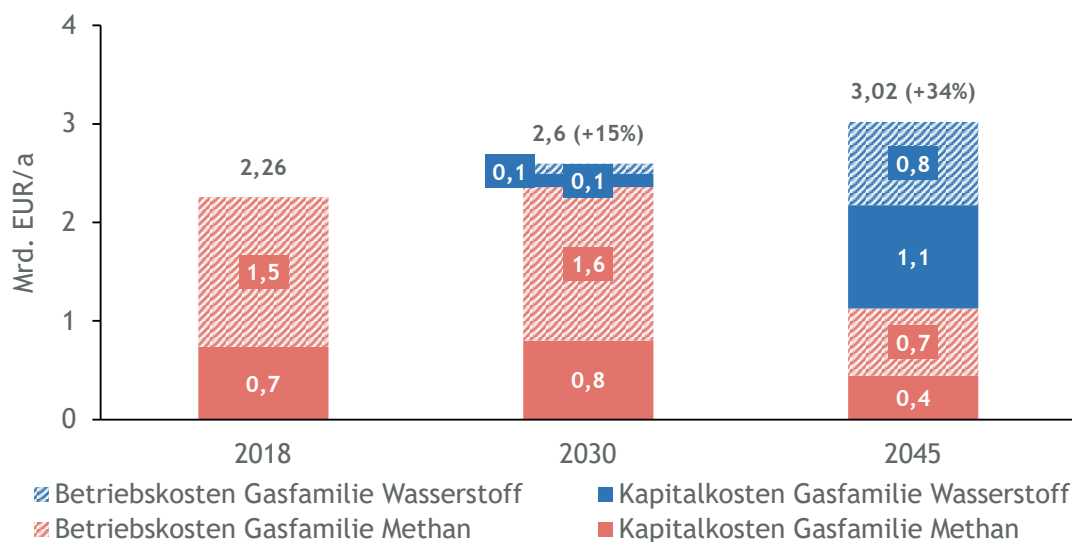


Abbildung 106: Annualisierte Kosten der Transportnetzinfrastruktur

Lebensdauer erreicht. Es wird angenommen, dass die Altersstruktur bestehender Infrastruktur gleichmäßig über die gesamte technische Lebensdauer verteilt ist. Die technische Lebensdauer wird der ökonomischen Lebensdauer gleichgesetzt, wenn eine Umstellung von Methanpipelines auf Wasserstoff erfolgt, da die Lebensdauer von Pipelines durch Wasserstoffversprödung potenziell gesenkt wird und Langzeituntersuchungen derzeit nicht vorliegen. Für Altinvestitionen gilt, dass die noch abzuschreibende Infrastruktur gleichmäßig über die ökonomische Lebensdauer verteilt ist. Die jährlichen Kapitalkosten der Altinvestitionen basiert auf historischen Werten. Eine Übersicht der zugrundeliegenden Annahmen zu Investitionskosten wird begleitend zu diesem Gutachten zum Download bereitgestellt. Abbildung 106 zeigt die Entwicklung **annualisierten Kosten** für beide Gastransportnetze für das Szenario KN100. Die Ermittlung der fixen Betriebskosten erfolgt auf Basis der Kapitalkosten. Die variablen Betriebskosten setzen sich aus dem Energiebedarf der Transportnetze und den dadurch entstehenden Strom- und Brennstoffkosten zusammen. Es wird davon ausgegangen, dass die kilometerbezogene Verdichterleistung im Transportnetz der Gasfamilie Methan bezogen auf 2018 konstant bleibt. Für das Transportnetz der Gasfamilie Wasserstoff wird eine 20 % höhere kilometerbezogene Verdichterleistung angenommen. Für bestehende Verdichter wird bezogen auf das Bestandsnetz im Jahr 2018 eine Vollaststundenzahl von 2.000 Stunden pro Jahr angenommen. Die Vollaststundenzahl wird für die Folgejahre durch das Verhältnis von Verbrauch je Gasfamilie und Netzlänge je Gasfamilie bestimmt. Verdichter für die Gasfamilie Methan werden im Jahr 2018 zu 20 % elektrisch und zu 80 % mit Methan betrieben. Es wird davon ausgegangen, dass Verdichter

bis 2045 vollständig elektrifiziert sind. Für Verdichter im Netz der Gasfamilie Wasserstoff wird eine vollständige Elektrifizierung angenommen.

Es zeigt sich, dass die annualisierten Kosten der Transportnetze bis 2045 um 34 % ggü. 2018 steigen. Treiber für den Kostenanstieg sind zum einen Investitionen in den Aufbau des Wasserstofftransportnetzes. Zum anderen treiben die bezogen auf den Verbrauch hohen Kapital- und Betriebskosten des Methannetzes die annualisierten Kosten im Jahr 2045. Der Anteil der Kapitalkosten des Methannetzes nimmt bis 2045 ab, da ca. die Hälfte des Methannetzes auf Wasserstoff umgestellt wird und nur ein geringer Neubau an Methanpipelines erfolgt. Dementsprechend gehen die Kosten für Alt- und Reinvestitionen im Methannetz zurück. Der Anteil der fixen Betriebskosten und Kapitalkosten an den Gesamtkosten des Methannetzes steigt. Dies liegt im Rückgang der Auslastung des Methannetzes begründet. Die Netzlänge des Methannetzes reduziert sich bis 2045 um 51 %, während der Verbrauch an Gasfamilie Methan in diesem Zeitraum um 84 % sinkt. Daher sinken die von der Netzlänge abhängigen fixen Kapital- und Betriebskosten im Vergleich zu den von den transportierten Mengen abhängigen variablen Betriebskosten unterproportional.

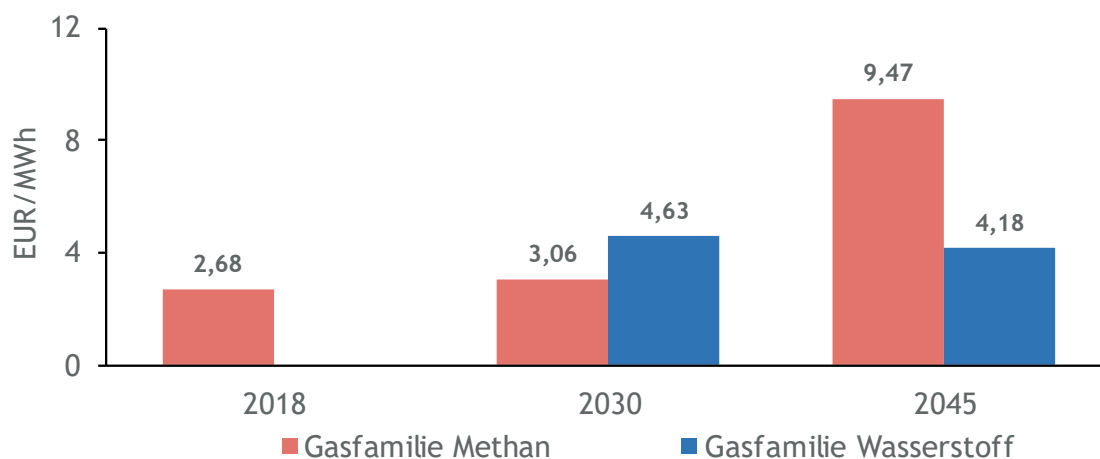


Abbildung 107: Levelized costs of transmission je Gasfamilie

Der Effekt der Netzauslastung lässt sich anhand der in Abbildung 107 dargestellten **levelized costs of transport (LCOT)** verdeutlichen. Diese sind definiert als der Quotient aus den annualisierten Kosten und dem Verbrauch je Gasfamilie. Zwischen 2018 und 2045 geht die kumulierte Nachfrage der Gasfamilien Wasserstoff und Methan um 31 % zurück. Die Anteile der beiden Gasfamilien am Gesamtgasverbrauch verschieben sich von 100 % Gasfamilie Methan im Jahr 2018 zu 22 % Gasfamilie Methan und 78 % Gasfamilie Wasserstoff im Jahr 2045. Es zeigt sich, dass die LCOT für beide Gasfamilien ggü. den LCOT der Gasfamilie Methan im Jahr 2018 deutlich ansteigen. Für die Gasfamilie Methan vervierfachen sich die LCOT bis 2045 etwa. Dieser Anstieg liegt insbesondere in der niedrigen Auslastung des Methannetzes begründet. Hohe Kosten zur Aufrechterhaltung der Infrastruktur bei geringer Netzauslastung könnten langfristig zu Stilllegungen im Transportnetz der Gasfamilie Methan führen. Auswirkung und Umfang von möglichen Stilllegungen werden im Rahmen der Studie nicht quantifiziert. Die LCOT für Gasfamilie Wasserstoff liegen im Jahr 2045 etwa 56 % über den LCOT der Gasfamilie Methan im Jahr 2018. Der Kostentreiber sind hier die

Investitionen zum Aufbau des Wasserstoffnetzes sowie die höheren Reinvestitionskosten durch die verkürzte Lebensdauer umgewidmeter Wasserstoffleitungen. Im Jahr 2030 sind für die Gasfamilie Wasserstoff höhere LCOT zu beobachten als im Jahr 2045. Aufgrund der hohen Nachfrage nach der Gasfamilie Methan im Jahr 2030 stehen nur geringe freie Kapazitäten aus dem Methanetz zur Umstellung zu Verfügung, weshalb es bis zum Jahr 2030 zu Neubau von Wasserstoffleitungen kommt. Aufgrund der langfristig stark sinkenden Nachfrage nach der Gasfamilie Methan kann der Aufbau des Wasserstoffnetzes nach 2030 fast vollständig durch Umstellungen von Leitungen aus dem Methanetz erfolgen. Da Umstellungen günstiger sind als Neubau, sinken die LCOT von Gasfamilie Wasserstoff zwischen 2030 und 2045.

2.7.4 Sonstige Infrastrukturen

Neben der Netzinfrastruktur für Strom, Gas und Wasserstoff hat der Umbau des Energiesystems auch Einfluss auf die Fern- und Nahwärmenetze sowie die Infrastruktur für den Transport von flüssigen Energieträgern.

Fern- und Nahwärmenetze

Der Bedarf an Fern- und Nahwärmeerzeugung bleibt mittelfristig relativ konstant und sinkt langfristig auf Grund von Sanierungsmaßnahmen. Dennoch steigt die Anzahl der Hausanschlüsse deutlich (siehe Kapitel 2.3.1). Der Zubau wird überwiegend durch die Verdichtung des Wärmenetzes erreicht, teilweise kommt es auch zu Neubauten von Wärmenetzen. Netzurückbauten finden nicht statt. Durch die Verdichtung sinken einerseits die Kosten pro Netzanschluss, auf Grund der niedrigeren Abnahmemenge und einem hohen fixen Kostenanteil steigen jedoch die Infrastrukturkosten je konsumierte Einheit Wärme.

Auch die Veränderungen in der Erzeugungsstruktur führen möglicherweise zu Kostensteigerungen: In Bestandsnetzen, die auf neue Wärmeerzeuger wie Wärmepumpen und Solarthermie umgestellt werden, kann eine Absenkung der Vorlauftemperatur notwendig sein. Für die Umstellung würden Kosten sowohl im Netz als auch bei den Anschlussnehmenden anfallen. Unabhängig von der Absenkung der Vorlauftemperatur kann die Umstellung von zentralen Großkraftwerken auf mehrere dezentrale Wärmeerzeuger zusätzliche Kosten verursachen.

Transport flüssiger Energieträger

Mineralölprodukte werden, abgesehen von den großen Importpipelines oder Industriepipelines, zumeist mit z. B. LKW oder Binnenschiffen transportiert. Dieses komplexe Geflecht an Logistikdienstleistungen ergibt eine Mineralölinfrastruktur, die den Transport von der Raffinerie bis zur Tankstelle oder in den Heizkeller ermöglicht. Im KN100-Szenario sinkt der Endenergieverbrauch flüssiger Energieträger. Treiber sind insbesondere die Transformation des Verkehrssektors hin zur Elektromobilität und die Steigerung der Gebäudeeffizienz und Elektrifizierung der Wärmeversorgung im Gebäudesektor (siehe Kapitel 2.3.1). Die notwendige

Logistik wird überwiegend mit flexibel einsetzbaren Transportmitteln bewältigt. Auf Grund dieser Flexibilität, geringerer Netzverbundeffekte und kürzeren Lebensdauern im Vergleich zu leitungsgebundenen Infrastrukturen (bspw. Gas oder Strom), kann die für flüssige Energieträger notwendige Logistikinfrastuktur parallel zum Nachfragerückgang zurückgebaut werden. Entsprechend dem geringeren Bedarf von Transportmitteln und Lagerstätten sinken auch die Infrastrukturkosten für die Bereitstellung flüssiger Energieträger.

3 Pfadausprägungen

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 getroffen, die naturgemäß Unsicherheiten unterliegen. Deshalb werden in den Pfadausprägungen zentrale Einflussgrößen variiert.

Neben dem Hauptszenario KN100 werden vier Pfadausprägungen analysiert. In den Ausprägungen 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 mineralölbasierte Energieträger.

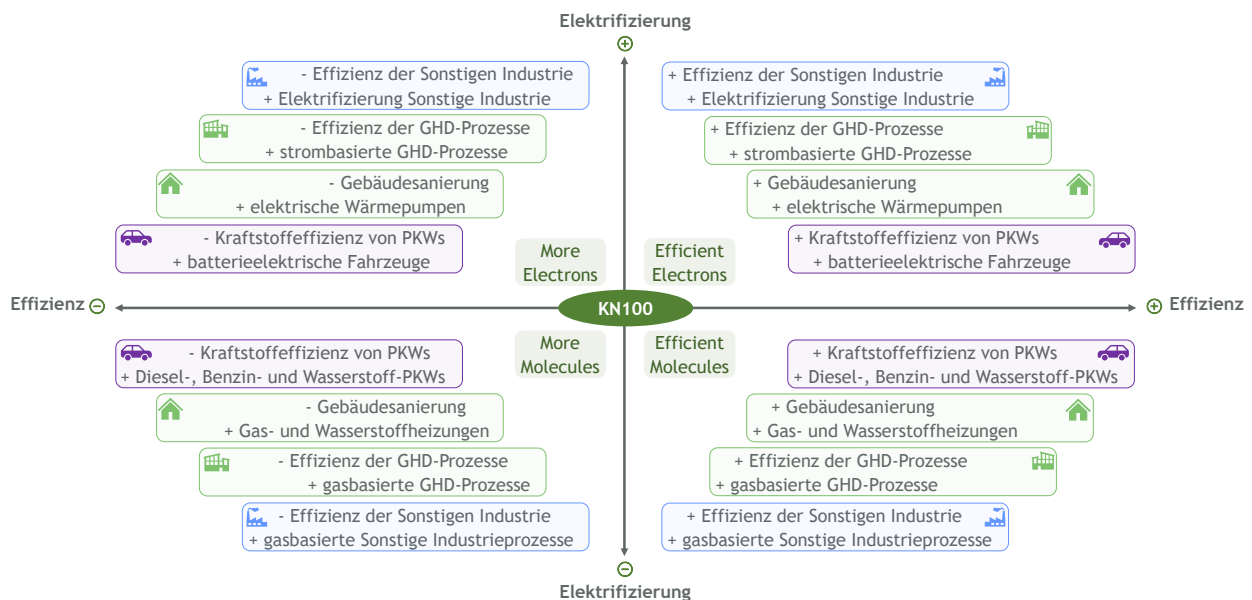


Abbildung 108: Übersicht zur Ausgestaltung der Pfadausprägungen

Die Ausgestaltung der Pfadausprägungen ist in Abbildung 108 dargestellt. Die Variation des Elektrifizierungsgrades führt jeweils zu einer Ausprägung „Electrons“, hier steigt bspw. der Anteil batterieelektrischer Fahrzeuge oder elektrischer Wärmepumpen im Vergleich zum Hauptszenario KN100. In der Ausprägung „Molecules“ steigt dagegen der Anteil gasbasierter Heizungs-technologien 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. Insgesamt ergeben sich durch die Kombination der Variationen in den zwei beschriebenen Dimensionen vier Pfadausprägungen „More Molecules“, „More Electrons“, „Efficient Electrons“ und „Efficient Molecules“.

Durch die Variationen ergeben sich abweichende Endenergiebedarfe und damit veränderte Anforderungen an die Energiebereitstellung, welche für die Pfadausprägungen mit dem Energiesystemmodell bestimmt und optimiert wird.

3.1 Verkehrssektor

In den Pfadausprägungen unterscheiden sich die Transformationspfade im PKW-Bereich. Die detaillierte Betrachtung der PKW ist interessant, da 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.

Ein treibender Faktor der Mobilitätswende im PKW-Bereich im Hauptszenario KN100 ist die Elektromobilität (siehe Kapitel 2.1.3). Doch auch wenn die Entwicklungen im PKW-Bereich in Richtung Elektromobilität deuten, herrscht Unsicherheit darüber, wie schnell und in welchem Umfang die Marktdurchdringung von batterieelektrischen PKW vollzogen wird. Unsicherheiten ergeben sich bspw. im Hinblick auf die flächendeckende Verfügbarkeit der Ladeinfrastruktur oder die mangelnde Akzeptanz von Elektromobilität. Eine alternative Option im PKW-Bereich ist der Einsatz klimaneutraler Kraftstoffe, bspw. synthetischer oder biogener Diesel bzw. Benzin.

Ausgangssituation im PKW-Bereich

Im PKW-Bereich steigt der Marktanteil von batterieelektrischen und hybriden Elektrofahrzeugen im Szenario KN100 bereits in der kurzen Frist deutlich an. Diese Entwicklung ist primär auf sinkende Technologiekosten (bspw. bei Batterien), auf politische Weichenstellungen sowie auf die strategische Ausrichtung der Fahrzeughersteller zurückzuführen. Weiterhin werden im PKW-Bereich die Antriebe im Zeitverlauf effizienter und die spezifischen Kraftstoffverbräuche sinken. Begründet ist dies primär durch technologischen Fortschritt in der Motoren- bzw. Antriebstechnik.

Differenzierung in den Pfadausprägungen.

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. Ein Grund hierfür könnte eine mangelnde Kaufbereitschaft der Endkunden sein, die bspw. aus Verzögerungen im Ausbau der notwendigen Ladeinfrastruktur resultieren könnten. Ebenso könnte die schnelle Verfügbarkeit von synthetischen Kraftstoffen die Rolle von konventionellen und hybriden Antrieben stärken.

In den „Electrons“-Ausprägungen wird eine höhere Anzahl von Elektrofahrzeugen angenommen. In dieser Welt herrscht eine hohe Kaufbereitschaft für Elektrofahrzeuge bei den Endkunden. Gründe hierfür können bspw. eine starke Kostendegression in den Anschaffungskosten durch technologischen Fortschritt bei der Batterieherstellung oder eine Erhöhung der Reichweite sein.

Die Anpassungen resultieren im Jahr 2030 in den „Molecules“-Ausprägungen in einem Bestand von 5 Mio. reinen Elektrofahrzeugen, wie in Abbildung 109 dargestellt. 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.

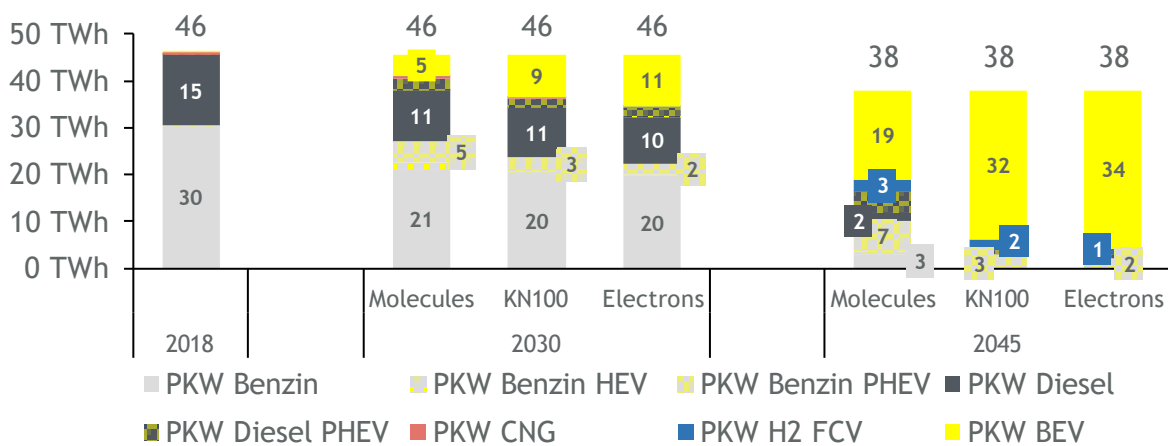


Abbildung 109: PKW-Bestand nach Pfadausprägung

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.

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. So stieg der Anteil von Geländewagen (SUVs) an den Neuzulassungen laut KBA von 2016 bis 2021 kontinuierlich von 12,7 auf 23,8 %. Dies kompensiert einen großen Teil der Effizienzgewinne und die spezifischen Kraftstoffverbräuche sinken in der Folge nur geringfügig (Randelhoff, 2017). 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 Differenz dann ±10 %.

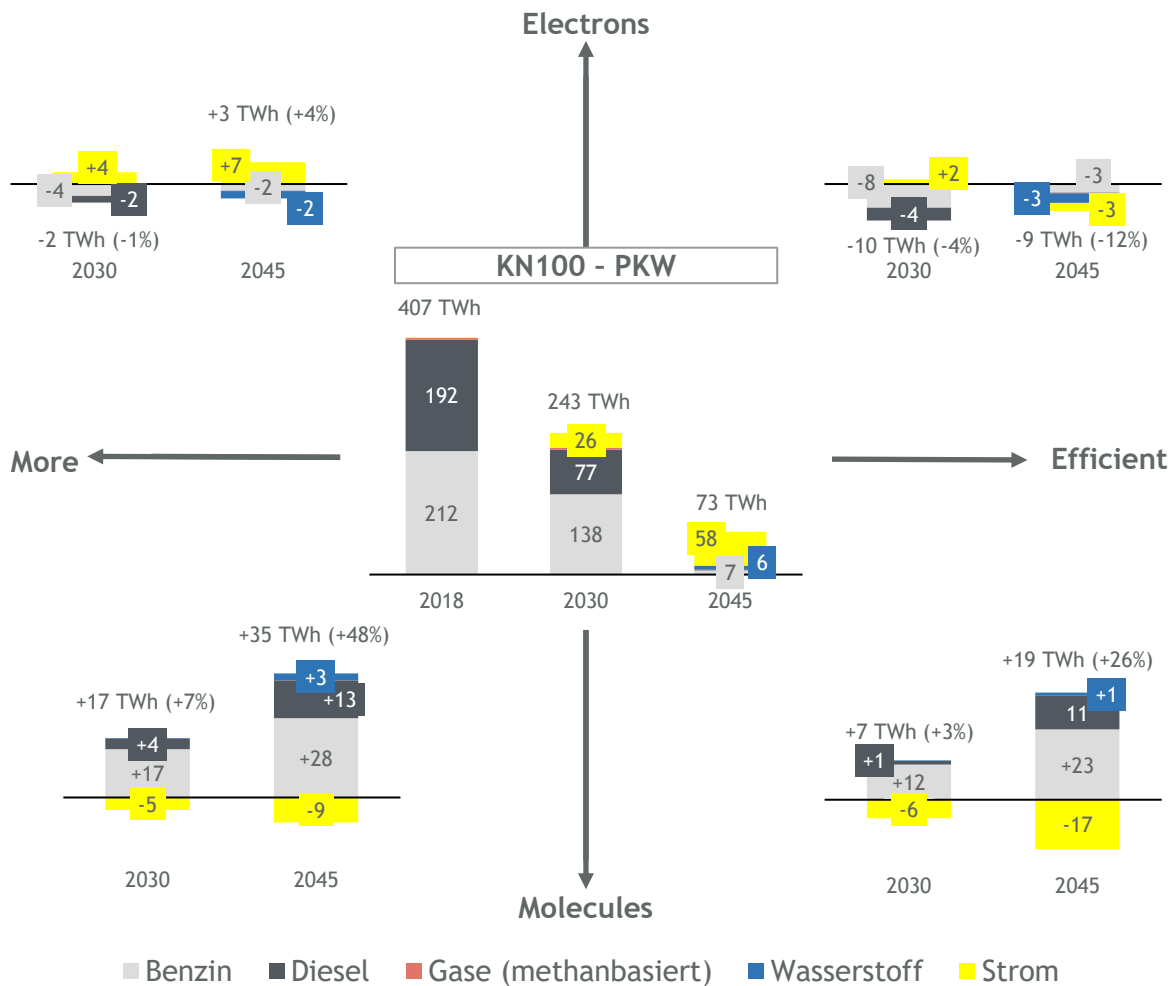


Abbildung 110: Endenergieverbräuche der Pfadausprägungen für den PKW-Verkehr

Die unterschiedliche Zusammensetzung der Fahrzeugbestände und Kraftstoffeffizienzen in den Pfadausprägungen resultiert in veränderten Endenergieverbräuchen. Die Änderungen gegenüber dem Hauptszenario KN100 sind in Abbildung 110 dargestellt.

In den Pfadausprägungen „Molecules“ gibt es im Jahr 2030 einen Mehrbedarf an mineralölbasierten Kraftstoffen in Höhe von 21 TWh („More Molecules“) bzw. 13 TWh („Efficient Molecules“). Bis zum Jahr 2045 erhöht sich dieser auf 41 TWh bzw. 34 TWh. Dem Mehrbedarf stehen geringere Einsparungen beim Stromverbrauch gegenüber, sodass der Endenergieverbrauch in beiden Fällen ansteigt. Der höhere Bedarf ist auf den geringeren Wirkungsgrad von konventionellen im Vergleich zu batterieelektrischen Antrieben zurückzuführen.

Im Vergleich zwischen den Pfadausprägungen „More Molecules“ und „Efficient Molecules“ lässt sich der Effekt der unterschiedlichen Kraftstoffeffizienz isolieren. Eine höhere Kraftstoffeffizienz würde bspw. resultieren, wenn Endverbraucher zukünftig wieder auf kleinere Fahrzeugklassen setzten und führt zu signifikanten Einsparungen. Insgesamt liegt der Verbrauch von Diesel und Benzin in der „More“-Ausprägung im Jahr 2045 mit 41 TWh um rund 20 % höher als in der „Efficient“-Ausprägung mit 31 TWh.

In den Pfadausprägungen „Electrons“ ergibt sich im Hinblick auf die Endenergieverbrauch kein eindeutiges Bild. Bei „More Electrons“ steigt dieser langfristig geringfügig um 4 % (+3 TWh) gegenüber KN100. Während der Stromverbrauch aufgrund der höheren Anzahl an Elektrofahrzeugen und der geringeren Kraftstoffeffizienz steigt, sinkt der Verbrauch von Wasserstoff und Benzin geringfügig. In „Efficient Electrons“ überlagern sich die Effekte der höheren Kraftstoffeffizienz und der (im Hinblick auf den Endenergieverbrauch) energieeffizienten Elektroantriebe, sodass der Endenergieverbrauch 2045 um ca. 12 % (9 TWh) geringer ausfällt. Aufgrund der höheren Kraftstoffeffizienz sinkt auch der Stromverbrauch, trotz der höheren Anzahl an Elektrofahrzeugen gegenüber KN100.

3.2 Industriesektor

In den Pfadausprägungen werden ausschließlich Änderungen im Bereich Sonstige Industrie betrachtet. Die detaillierte Betrachtung ist relevant, da die sonstigen Industriebranchen etwa 31 % des Endenergieverbrauches der gesamten Industrie ausmachen. Der Bereich zeichnet sich zudem durch einen hohen Anteil von Querschnittstechnologien sowie vielfältiger Technologieoptionen im Bereich der Niedrig- und Mitteltemperaturwärmeerzeugung aus (siehe Kapitel 2.2).

Differenzierung im Hinblick auf Energieeffizienzgewinne

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. In den Ausprägungen sollen die Auswirkungen geringerer bzw. höherer Effizienzgewinne aufgezeigt werden. In den Ausprägungen „Efficient“ bzw. „More“ wird eine Variation von -5 %-Punkten (ca. 29 % kumuliert) bzw. +5 %-Punkten (ca. 39 % kumuliert) untersucht.

Der Hintergrund dieser Variation ist die große Unsicherheit im Hinblick auf die Realisierung von Effizienzgewinnen. Gerade durch die große Heterogenität des Bereiches, mit vielen kleinen Industriebetrieben, ist die flächendeckende Realisierung eine große Herausforderung. Hemmnisse können z. B. mangelnde finanzielle Mittel sowie fehlende Informationen über potenzielle Energieeffizienzmaßnahmen sein. Weiterhin können, gerade in nicht-energieintensiven Betrieben, Energiekosten einen nachrangigen Stellenwert haben. Andererseits werden die vorhandenen Effizienzpotenziale grundsätzlich als deutlich höher eingeschätzt als in KN100 angenommen, es könnten daher auch höhere Energieeffizienzgewinne erreicht werden.

Marktdurchdringung strombasierter Prozesse

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. Der Einsatz gasbasierter Energieträger wäre jedoch ebenfalls möglich. In der kurzen Frist wäre dabei ein verstärkter Einsatz von Erdgas und in der mittleren bis langen Frist von Wasserstoff möglich. 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. Bei „Molecules“ hingegen werden 20 % des Stromverbrauchs anteilig durch methanbasierte Gase und Wasserstoff substituiert.

Abbildung 111 zeigt den Stromanteil am gesamten Energieverbrauch der Sonstigen Industrie. Historisch wurden 40 % des gesamten Energieverbrauchs über Strom gedeckt. Im Szenario KN100 steigt dieser Anteil bis 2045 auf 55 %. Bezogen auf die absolute Stromnachfrage steigt diese von 90 TWh im Jahr 2018 auf 94 TWh im Jahr 2045. Der geringe Anstieg der Stromnachfrage erklärt sich durch die kumulierten Effizienzgewinne und durch Effizienzvorteile einiger elektrischer Technologien mit Blick auf die Endenergie, wie z. B. Wärmepumpen. Diese Effizienzvorteile sind bei der Substitution von Kohle, Öl oder Erdgas durch Strom in den Bereichen Nieder- und Mitteltemperaturprozesswärme berücksichtigt.

In den „Molecules“-Ausprägungen liegen die Anteile von Strom am Endenergieverbrauch mit 42 % bzw. 43 % auf einem ähnlichen Niveau wie die historischen Anteile. Es wird davon ausgegangen, dass gasbasierte Technologien weiterhin eine zentrale Rolle z. B. bei der Bereitstellung von Prozesswärme spielen. Neben strombasierten Technologien spielt auch Wasserstoff eine wichtige Rolle. In den „Electrons“-Ausprägungen steigen die Anteile strombasierter Technologien auf 59 % bzw. 60 %. Die Abweichung fällt im Vergleich zu den „Molecules“-Ausprägungen geringer aus, da in KN100 bereits eine signifikante Elektrifizierung bis 2045 unterstellt wird.

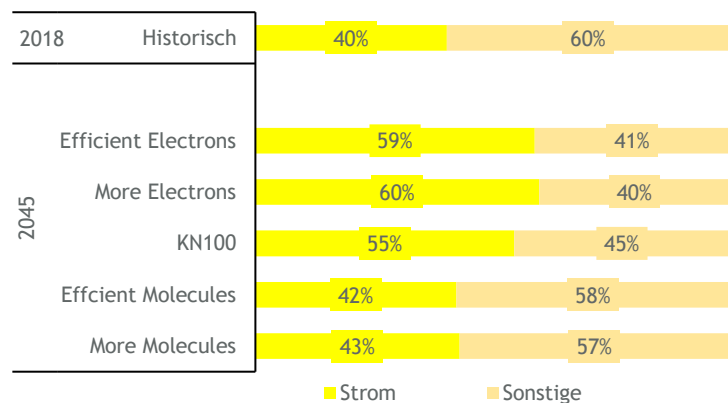


Abbildung 111: Anteil von Strom am Endenergieverbrauch der Sonstigen Industrie

Die dargestellten Variationen des Elektrifizierungsgrades und der Energieeffizienzentwicklung resultieren in abweichenden Endenergieverbräuchen. Die Änderungen gegenüber dem Hauptszenario KN100 sind in Abbildung 112 dargestellt.

In den Pfadausprägungen „Electrons“ ergibt sich im Hinblick auf den Endenergieverbrauch kein eindeutiges Bild. Bei „More Electrons“ steigt dieser langfristig um 6 % (+9 TWh) gegenüber KN100. Während der Stromverbrauch aufgrund der höheren Anzahl strombasierter Prozesse und der geringeren Energieeffizienz um 15 TWh steigt, sinkt der Verbrauch von gasbasierten Energieträgern in geringerem Umfang. In „Efficient Electrons“ überlagern sich die Effekte der steigenden Energieeffizienz und der höheren Effizienz strombasierter Anwendungen, sodass der Endenergieverbrauch 2045 um ca. 4 % (-7 TWh) sinkt und somit in allen Ausprägungen am geringsten ausfällt.

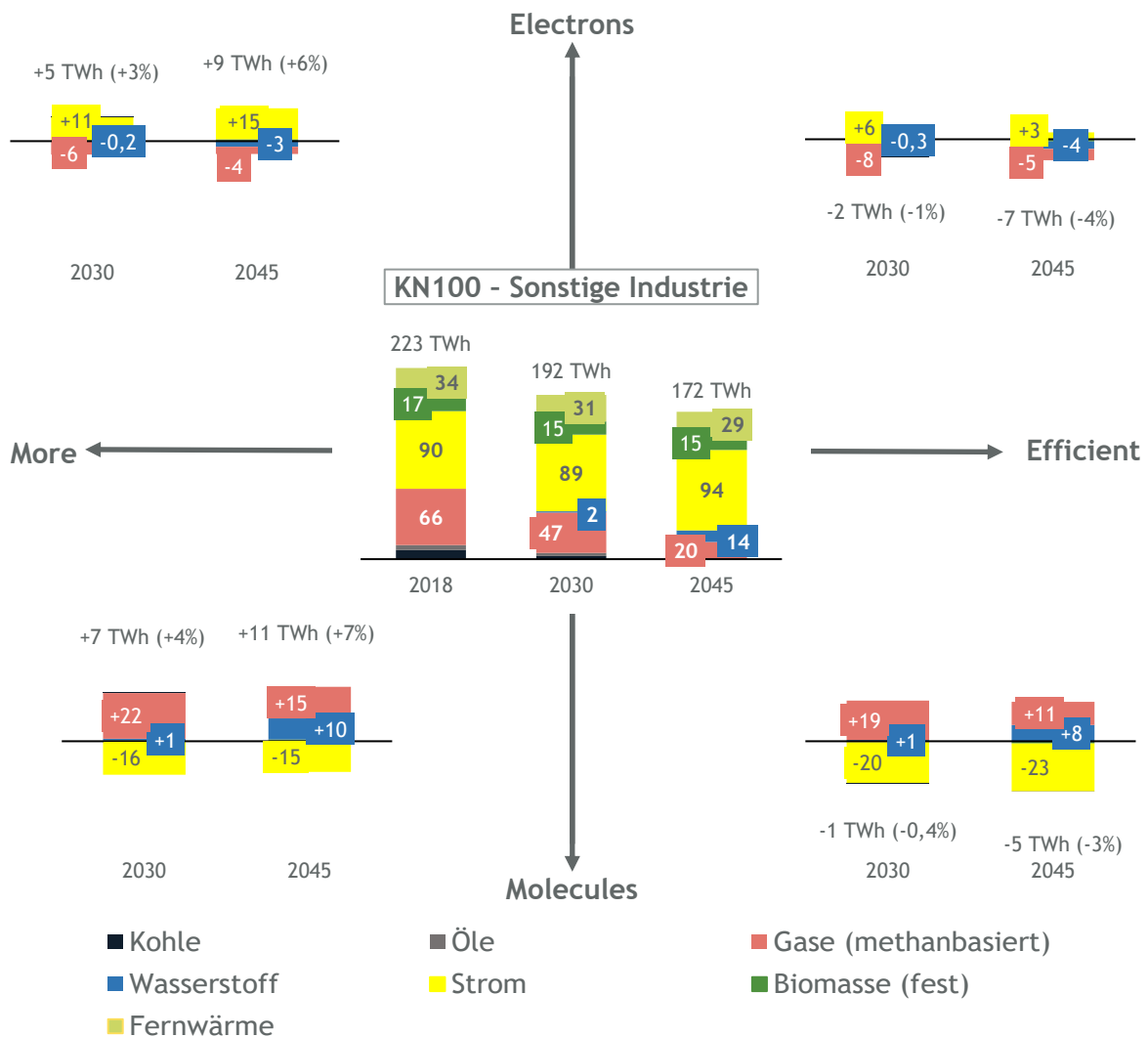


Abbildung 112: Endenergieverbräuche der Pfadausprägungen im Bereich Sonstige Industrie

In den Pfadausprägungen „Molecules“ gibt es im Jahr 2030 einen Mehrbedarf an gasbasierten Energieträgern in Höhe von 23 TWh („More Molecules“) bzw. 20 TWh („Efficient Molecules“). Im Jahr 2045 liegt dieser bei 25 TWh bzw. 19 TWh. Dem Mehrbedarf stehen Einsparungen beim Stromverbrauch gegenüber. Diese absolut stärkere Veränderung gegenüber den „Electrons“-Ausprägungen kann auf die größere Variation des Elektrifizierungsgrades zurückgeführt werden.

Im Vergleich zwischen den Pfadausprägungen „More Molecules“ und „Efficient Molecules“ lässt sich der Effekt der höheren Effizienzgewinne gut erkennen. Während in der Ausprägung „More“ der gesamte Endenergieverbrauch um 11 TWh (7 %) steigt, kommt es bei „Efficient“ zu einem Rückgang um 5 TWh (-3 %). More Molecules“ zeigt gegenüber KN100 die stärkste Veränderung der Endenergienachfrage. Hier wirken die Verringerung der Energieeffizienz und der geringere Einsatz der effizienten strombasierten Technologien zusammen.

3.3 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 und an die Gebäudegutachter übergeben.

Differenzierung in den Pfadausprägungen.

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 höheren bzw. niedrigeren 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.

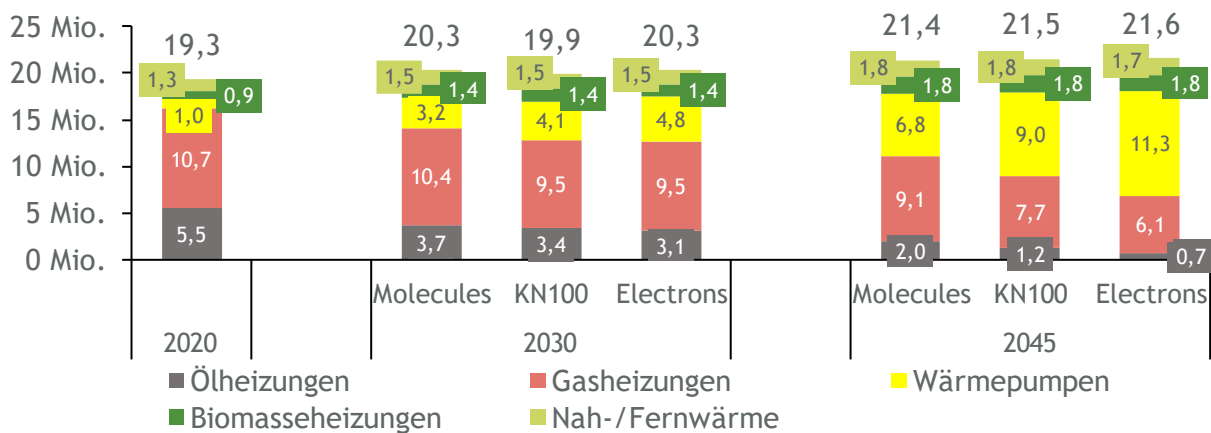


Abbildung 113: Beheizungsstruktur der Pfadausprägungen in Wohngebäuden

Zusätzlich zu der Sanierungsrate wird für den Gebäudesektor die **Marktdurchdringung von Wärmepumpen** variiert. In Abbildung 113 wird die Beheizungsstruktur im Szenario KN100 und den Pfadausprägungen⁶⁷ dargestellt.

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. Dabei geht die Anzahl der mit gasförmigen Energieträgern beheizten Wohngebäude von 10,7 Mio. im Jahr 2020 auf 6,1 Mio. im Jahr 2045 zurück. Die Anzahl der mit flüssigen Energieträgern versorgten Gebäude verringert sich auf 0,7 Mio. im Jahr 2045. Im Jahr 2030 werden rund 4,8 Mio. Wohngebäude mit Wärmepumpen beheizt. Bis 2045 erhöht sich der Wert in Wohngebäuden auf ca. 11,3 Mio.

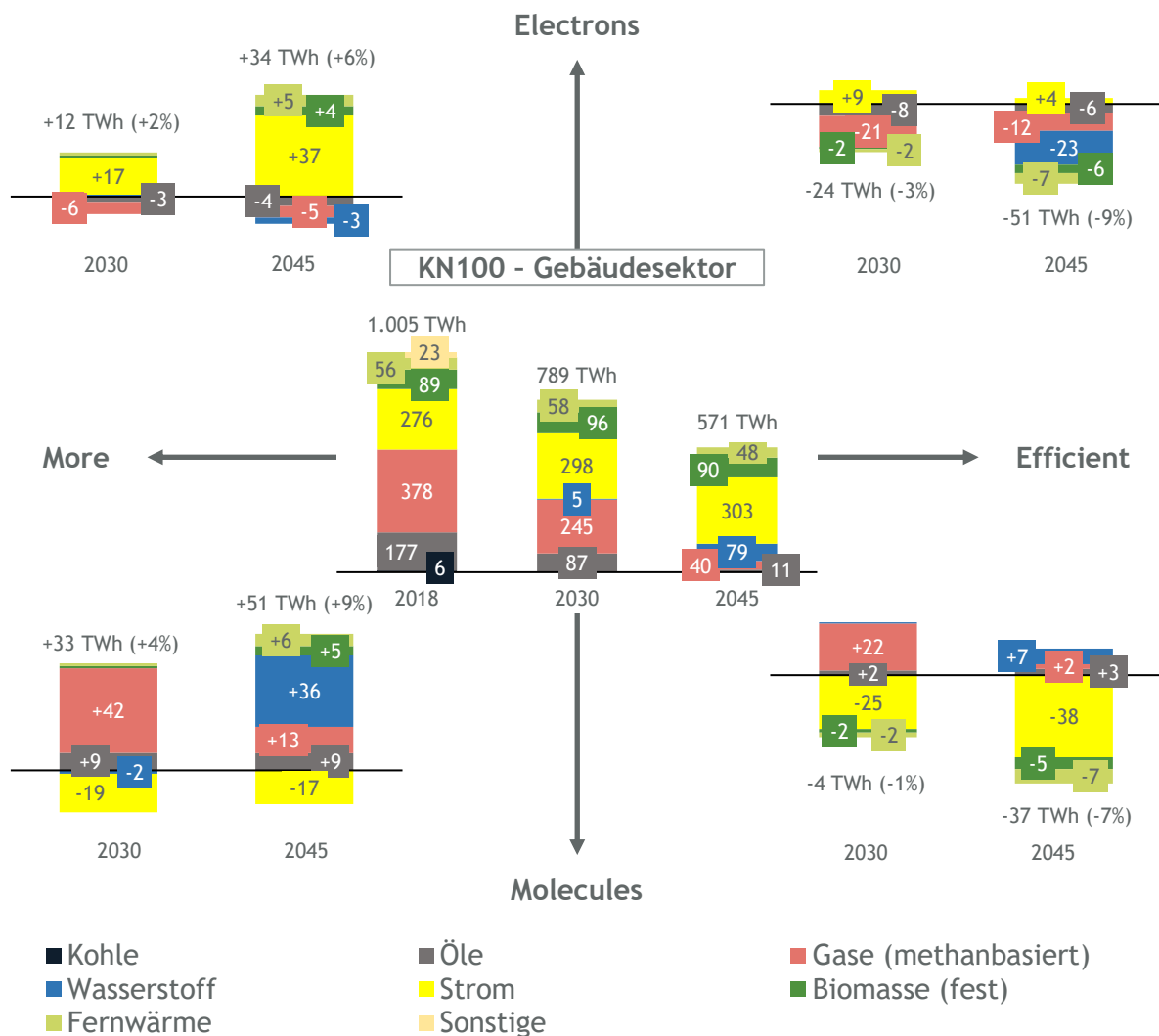


Abbildung 114: Endenergieverbräuche der Pfadausprägungen im Gebäudesektor

⁶⁷ Da Hybridgeräte jeweils bei beiden Energieträgern (Strom und gasförmige oder flüssige Energieträger) zugeordnet werden, weicht die Summe der installierten Heizungstechnologien trotz unveränderter Anzahl von Wohngebäuden in den Ausprägungen geringfügig ab.

Die Ausprägungen „Molecules“ unterstellen einen geringeren Zubau von elektrischen Wärmepumpen. Dabei geht die Anzahl der Gasheizungen auf 9,1 Mio. im Jahr 2045 zurück. Die Anzahl der mit flüssigen Energieträgern versorgten Gebäude verringert sich von 5,5 Mio. auf 2,0 Mio. im Jahr 2045. 2030 werden rund 3,2 Mio. Wohngebäude mit Wärmepumpen beheizt. Bis 2045 erhöht sich der Wert in Wohngebäuden auf ca. 6,8 Mio.

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 %-Punkten (ca. 40 % kumuliert) bzw. +5 %-Punkten (ca. 50 % kumuliert) gegenüber KN100 angenommen. Weiterhin sollen die Auswirkungen eines geringeren bzw. höheren Elektrifizierungsgrades aufgezeigt werden (siehe Kapitel 2.2.3).

Die dargestellten Variationen resultieren in abweichenden Endenergieverbräuchen. Die resultierende Entwicklung im Gebäudesektor wird für die vier Pfadausprägungen im Vergleich zum Hauptszenario in Abbildung 114 verdeutlicht.

In den Pfadausprägungen „**Electrons**“ ergibt sich im Hinblick auf den Endenergieverbrauch kein eindeutiges Bild. In „**Efficient Electrons**“ überlagern sich die Effekte der steigenden Gebäudesanierungsrate und der (im Hinblick auf den Endenergieverbrauch) höheren Effizienz von elektrischen Wärmepumpen, sodass der Endenergieverbrauch 2045 um ca. 51 TWh (-9 %) gegenüber dem KN100-Szenario sinkt und in allen Ausprägungen am geringsten ausfällt. Dem geringfügigen Anstieg des Stromverbrauchs von 4 TWh steht eine Verringerung des Verbrauchs methanbasierter Gase, Wasserstoff, Öl, Biomasse sowie Fernwärme entgegen. In „**More Electrons**“ steigt der Endenergieverbrauch langfristig um 34 TWh (+6 %) gegenüber KN100. Der Stromverbrauch steigt aufgrund der höheren Anzahl von Wärmepumpen und der geringeren Gebäudesanierungsaktivitäten um 37 TWh. Dieser deutliche Anstieg der Stromnachfrage ist u. a. darauf zurückzuführen, dass Wärmepumpen auch in Gebäude mit niedrigerer Sanierungsklasse eingebaut werden, wo sie geringere Wirkungsgrade erreichen. Aufgrund der niedrigeren Sanierungsrate sinkt der Verbrauch methanbasierter Gase, Wasserstoff und Öl trotz der niedrigeren Anzahl öl- und gasbasierter Heizungen nur in geringerem Umfang. Der Verbrauch Biomasse und Fernwärme steigt aufgrund der geringeren Sanierungsaktivitäten ebenfalls an.

In den **Pfadausprägungen „Molecules“** gibt es im Jahr 2030 einen Mehrbedarf an gasbasierten Energieträgern in Höhe von 40 TWh („More Molecules“) bzw. 22 TWh („Efficient Molecules“). Im Jahr 2045 liegt dieser bei 49 TWh bzw. 9 TWh. Weiterhin steigt auch der Bedarf an ölbasierten Energieträgern. Dem Mehrbedarf stehen Einsparungen beim Stromverbrauch gegenüber. Im **Vergleich** zwischen den Pfadausprägungen „**More Molecules**“ und „**Efficient Molecules**“ lässt sich ebenfalls der Effekt der höheren Gebäudesanierungsrate gut erkennen. Während in der Ausprägung „More“ der gesamte Endenergieverbrauch bis 2045 um 51 TWh (+9 %) steigt, kommt es bei „Efficient“ zu einem Rückgang um 37 TWh (-7 %). Der Effekt der gestiegenen Gebäudesanierung fällt gegenüber „Efficient Electrons“ geringer aus, da weniger effiziente Wärmepumpen genutzt werden. In „More Molecules“ resultiert aufgrund der geringeren Gebäudesanierungsaktivitäten und geringeren Marktdurchdringung effizienter Wärmepumpen die stärkste Erhöhung der Endenergienachfrage. Einer Verringerung des Stromverbrauchs von 17 TWh

stehen ein deutlicher Anstieg des Verbrauchs von methanbasierten Gasen (+13 TWh) und Wasserstoff (+36 TWh) gegenüber. Der Verbrauch von Öl, Biomasse und Fernwärme steigt ebenfalls an.

3.4 Energiesektor

Die Endenergieverbräuche der Endverbrauchssektoren in den Pfadausprägungen weichen in ihrer Höhe und Struktur vom Hauptszenario KN100 ab, daher ergeben sich jeweils veränderte Anforderungen an die (klimaneutrale) Energiebereitstellung. Insbesondere die Stromerzeugung sowie der Einsatz von klimafreundlichem Wasserstoff und synthetischen Energieträgern verändern sich.

Hauptszenario KN100

Im KN100-Szenario, welches den Ausgangspunkt für den Vergleich der Pfadausprägungen bildet, sinkt der Endenergiebedarf beständig. Bis 2045 sinkt die Endenergienachfrage auf 1.477 TWh (-41 % gegenüber 2018). Die Nachfrage nach Kohle, Ölen und methanbasierten Gasen geht dabei deutlich zurück. 2045 haben Öle noch einen Anteil von 158 TWh an der Endenergienachfrage, der primär auf den Luftverkehr zurückzuführen ist. Der Anteil methanbasierter Gase sinkt auf 113 TWh, während der Anteil von Wasserstoff auf 226 TWh steigt. Strom erreicht einen Anteil von 724 TWh und wird mit knapp 50 % zum wichtigsten Endenergieträger.

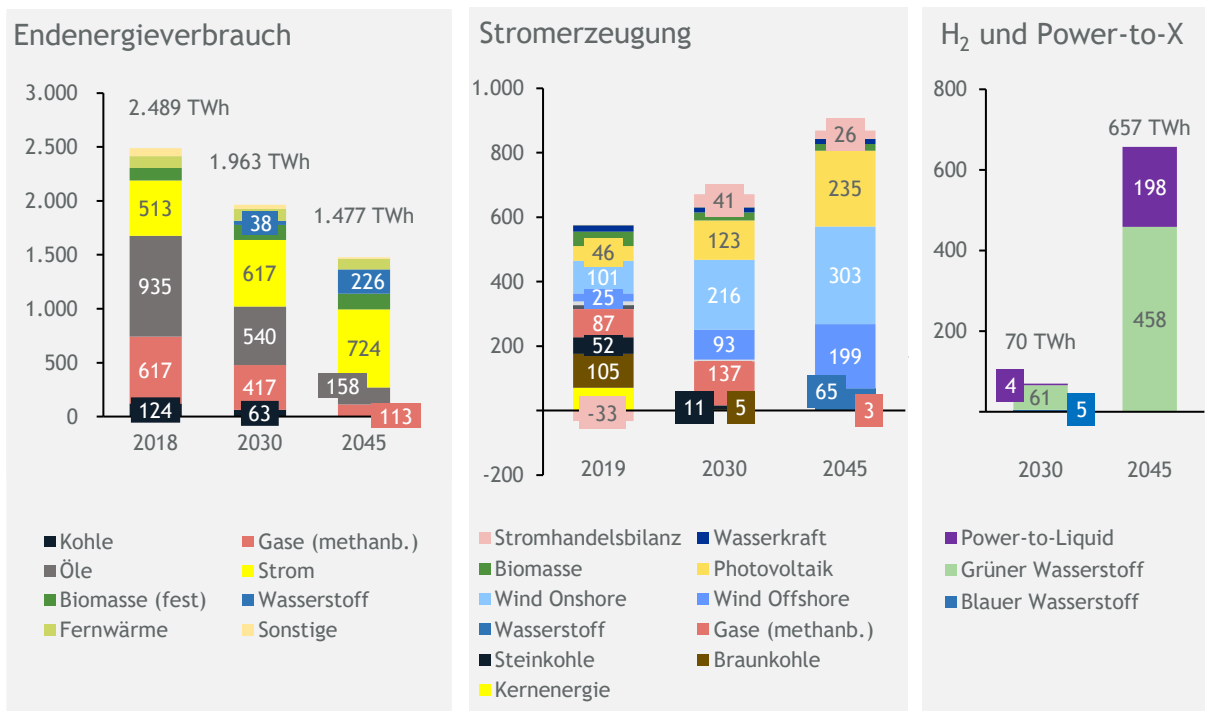


Abbildung 115: Übersicht zentraler Ergebnisse des Hauptszenarios KN100

Insgesamt steigt die Bruttostromnachfrage von 577 TWh im Jahr 2019 bis 2030 auf 698 TWh. Um das sektorale Klimaziel der Energiewirtschaft im Jahr 2030 sowie das langfristige Ziel der Klimaneutralität zu erreichen, wird die Stromerzeugung bereits bis 2030 zu einem großen Teil dekarbonisiert. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verdoppelt sich etwa auf 475 TWh im Jahr 2030. Der Kohleausstieg wird beschleunigt. Um den Rückgang der Kohleverstromung zu kompensieren, steigt die gasbasierte Stromerzeugung deutlich an. Bis 2045 steigt die Bruttostromnachfrage auf 910 TWh und wird zu 85 % mithilfe von Erneuerbaren gedeckt. Gaskraftwerke, die 2045 überwiegend Wasserstoff einsetzen, übernehmen zunehmend eine Backupfunktion für Zeiten geringer EE-Einspeisung.

Bereits bis 2030 entwickelt sich im KN100-Szenario in Deutschland eine schnell wachsende Wasserstoffwirtschaft. Im Jahr 2030 werden 66 TWh klimafreundlicher Wasserstoff eingesetzt. Zusätzlich werden 4 TWh PtL-Kraftstoffe eingesetzt, vor allem um den CO₂-Ausstoß im Flugverkehr zu reduzieren. Im Jahr 2045 werden 458 TWh grüner Wasserstoff genutzt. Zusätzlich werden insgesamt 198 TWh PtL, vor allem im Verkehrssektor und im Industriesektor eingesetzt. 2045 wird 13 % der Wasserstoffnachfrage aus heimischer Erzeugung gedeckt. Der Rest wird per Pipeline aus dem Ausland importiert. PtL hingegen werden per Schiff aus weiter entfernten Regionen mit guten EE-Verfügbarkeiten importiert.

Pfadausprägung „Efficient Electrons“

In dieser Pfadausprägung wird im Gebäudesektor eine Sanierungsrate von durchschnittlich 2,16 % pro Jahr erreicht, während im KN100-Szenario durchschnittlich 1,73 % der Gebäude saniert werden. Die Kraftstoffeffizienz von PKW liegt 5 % (im Jahr 2030) bzw. 10 % (im Jahr 2045) höher als im Hauptszenario. Eine höhere Kraftstoffeffizienz würde bspw. resultieren, wenn Endverbraucher zukünftig wieder auf kleinere Fahrzeugklassen setzten. Außerdem steigen die kumulierten Effizienzgewinne im Bereich der Querschnittstechnologien bis 2045 um +5 %-Punkte im Vergleich zu KN100.

Im Zuge der stärkeren Elektrifizierung werden im Hinblick auf die Beheizungsstruktur ca. 2 Mio. mehr Wärmepumpen eingesetzt. Der Anteil von reinen Elektrofahrzeugen an der PKW-Flotte steigt bis 2045 auf 89 %, in KN100 sind es 84 %. In den Branchen GHD und Sonstige Industrie wird im Bereich Niedrig- und Mitteltemperaturwärme stärker auf strombasierte Prozesse gesetzt.

Aufgrund der höheren Effizienzen, aber auch weil elektrische Anwendungen bezogen auf den Endenergieeinsatz effizienter sind, sinkt der Endenergiebedarf stärker als im Hauptszenario. 2030 werden 37 TWh (-2 %) weniger Endenergie nachgefragt, 2045 sind es gegenüber dem KN100-Szenario 72 TWh (-5 %) weniger. Dabei sinkt der Bedarf nach konventionellen Energieträgern im Gebäudesektor so stark, dass dieser sein sektorales Klimaziel im Jahr 2030 von 67 Mt CO_{2e} übererfüllen kann. Die verbleibende Nachfrage nach methanbasierten Gasen wird analog zu KN100 teilweise über Biomethan gedeckt. Der Gebäudesektor kann damit Emissionen der nicht-zielreichenden Pfade in den Sektoren Landwirtschaft, Abfall und Sonstige kompensieren.

Bei der hier unterstellten, sehr ambitionierten Steigerung der Gebäudesanierungsrate bestehen große Unsicherheiten, z. B. aufgrund der erwarteten Knappheit bei den Beschäftigten im Handwerk oder aufgrund von Friktionen wie dem Mieter-Vermieter-Dilemma, welches die Investitionstätigkeit aktuell hemmt. Der unterstellte Zuwachs auf bis zu 2,4 % (oder durchschnittlich 2,16 %/a über den gesamten Betrachtungszeitraum) entspricht mehr als einer Verdoppelung der historischen Werte, welche in der letzten Dekade im Durchschnitt unter 1 % pro Jahr lagen.

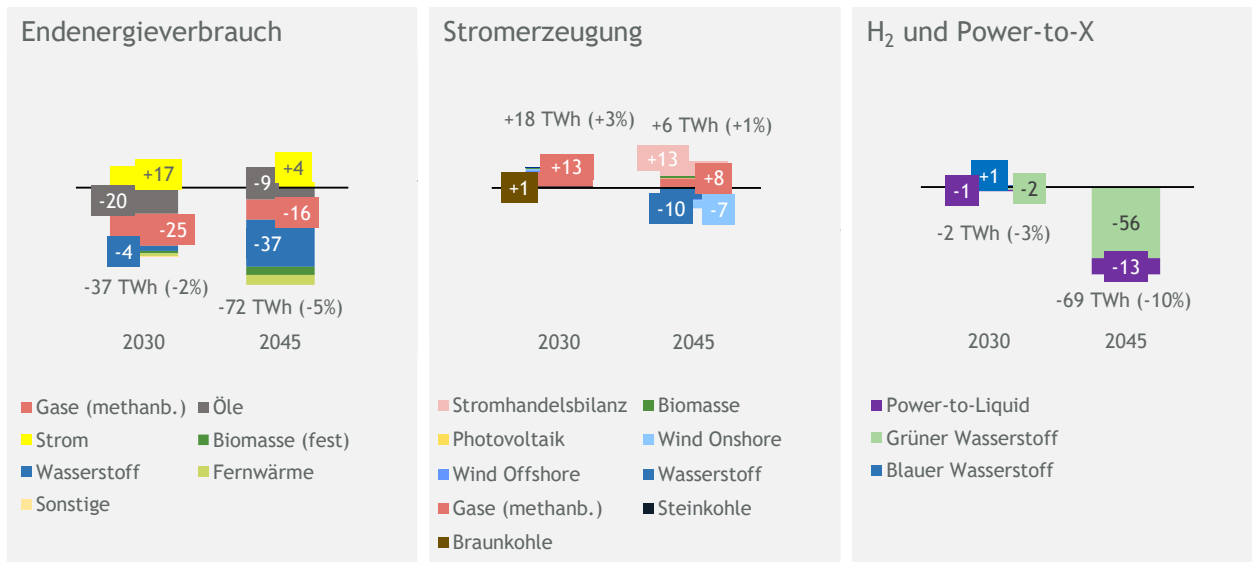


Abbildung 116: Übersicht zentraler Ergebnisse der Pfadausprägung „Efficient Electrons“

In der „Efficient Electrons“-Ausprägung gibt es im Energiesektor, aufgrund der Übererfüllung der Ziele durch den Gebäudesektor, im Vergleich zum KN100 weniger Emissionsminderungsdruck. Die verstärkte Elektrifizierung führt gleichzeitig zu höheren Strombedarfen. Im Jahr 2030 steigt die Stromnachfrage gegenüber KN100 um 18 TWh (+3 %). Im Jahr 2045 liegt sie um 6 TWh (+1 %) höher.

Im Jahr 2030 wird ca. 1 TWh mehr Strom aus Braunkohle erzeugt. Außerdem wird mehr methanbasiertes Gas, vor allem mehr Biomethan zur Stromerzeugung eingesetzt. Das zusätzliche Biomethan ist verfügbar, da aufgrund der im Vergleich zu KN100 höheren Effizienz weniger Bedarf in den Endverbrauchssektoren besteht. Einen leichten Anstieg gibt es außerdem bei Wind Onshore und Offshore sowie bei der Biomasseverstromung.

Im Jahr 2045 fällt der Anstieg der Stromnachfrage gegenüber KN100 geringer aus, weil die Effizienzgewinne langfristig weiter ansteigen. Auch 2045 nimmt die Verstromung von Biomethan leicht zu, dafür wird weniger Wasserstoff zur Stromerzeugung eingesetzt. Einen deutlichen Zuwachs (+13 TWh) gibt es auch bei den Importen⁶⁸, die Windverstromung hingegen geht aufgrund von Gleichzeitigkeitsseffekten leicht zurück.

⁶⁸ Die Emissionen der Stromerzeugung im Ausland werden nach dem Quellprinzip in den Herkunftsländern bilanziert. Allerdings muss bis 2050 die Stromerzeugung in ganz Europa dekarbonisiert werden, sodass auch der importierte Strom im Jahr 2045 weitgehend emissionsfrei ist.

Die Nachfrage nach flüssigen und gasförmigen Energieträgern ist in der „Efficient Electrons“-Ausprägung aufgrund der geringeren Durchdringung konventioneller Antriebe, gasbasierter Industrieprozesse und Heizungstechnologien niedriger als im KN100-Szenario. Auch die Nachfrage nach Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukten sinkt daher im Vergleich zum Hauptszenario. Im Jahr 2030 werden 2 TWh (-3 %) weniger nachgefragt. Im Jahr 2045 liegt die Nachfrage nach Wasserstoff und Folgeprodukten um 69 TWh (-10 %) unter der des Hauptszenarios.

Neben den rückläufigen Nachfragen der Verbrauchssektoren sinkt auch der Wasserstoffbedarf im Energiesektor, weil mehr Biomethan in Gaskraftwerken verstromt werden kann. Die Wasserstoff- und PtL-Importe aus europäischen und außereuropäischen Ländern gehen aufgrund der insgesamt niedrigeren Nachfrage zurück, während die heimische Produktion von Wasserstoff auf ähnlichem Niveau liegt.

Pfadausprägung „More Electrons“

Auch in der Pfadausprägung „More Electrons“ wird analog zu „Efficient Electrons“ ein höherer Elektrifizierungsgrad als im Hauptszenario angenommen, gleichzeitig werden allerdings weniger Effizienzgewinne realisiert.

Die Sanierungsrate für Gebäude beträgt durchschnittlich lediglich 1,3 %/a statt 1,73 %/a. Die Kraftstoffeffizienz von PKWs liegt 5 % (im Jahr 2030) bzw. 10 % (im Jahr 2045) niedriger als im Hauptszenario. Eine geringere Kraftstoffeffizienz würde bspw. resultieren, wenn Endverbraucher zukünftig weiterhin verstärkt auf größere Fahrzeugklassen (SUVs) setzten. In den Branchen GHD und Sonstige Industrie bis 2045 sinken die kumulierten Effizienzgewinne um -5 %-Punkte im Vergleich zu KN100.

Aus den genannten Gründen steigt der Endenergiebedarf gegenüber KN100 um 15 TWh (+1 %) im Jahr 2030 und um 41 TWh (+3 %) im Jahr 2045. Aufgrund der doppelten Wirkung von weitreichenderer Elektrifizierung und niedrigeren Effizienzen liegt insbesondere der Strombedarf

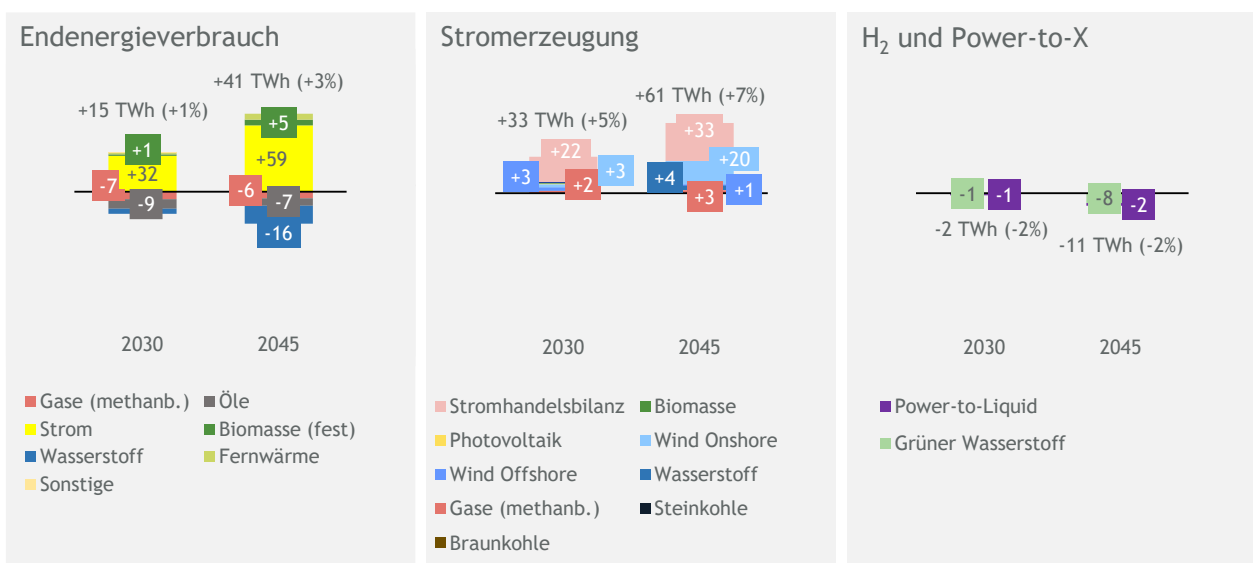


Abbildung 117: Übersicht zentraler Ergebnisse der Pfadausprägung „More Electrons“

höher im Vergleich zu KN100. Beispielsweise werden Wärmepumpen auch in Gebäude mit niedrigerer Sanierungsstufe eingebaut, wo sie geringere Wirkungsgrade erreichen. Insgesamt steigt die Stromnachfrage gegenüber dem Hauptszenario um 33 TWh (+5 %) im Jahr 2030 und um 61 TWh (+7 %) im Jahr 2045.

Die zusätzliche Stromnachfrage wird dabei sowohl im Jahr 2030 als auch 2045 in großen Teilen durch Importe gedeckt. Windenergieanlagen liefern ca. 6 TWh mehr Strom als in KN100, hierfür wird auch in geringem Umfang zusätzliche Erzeugungskapazität installiert. Zusätzlich werden rund 22 TWh mehr Strom importiert als in KN100. Aufgrund der deutlich höheren Stromnachfrage steigt die für die gesicherte Kraftwerksleistung auslegungsrelevante Nachfragespitze. Zusätzlich zu den Kapazitäten im KN100-Szenario sind bis 2030 ca. 4 GW steuerbare Kraftwerke erforderlich, um den Anstieg der maximalen inflexiblen Last aus den Endverbrauchssektoren in Zeiten niedriger EE-Verfügbarkeiten zu decken. Der zusätzliche Bedarf wird durch wasserstofffähige Gaskraftwerke bereitgestellt. Allerdings erfolgt bereits im KN100-Szenario ein ambitionierter Zubau von wasserstofffähigen Gaskraftwerken in Höhe von 15 GW bis 2030, sodass in der Pfadausprägung nochmals höhere Anforderungen für entsprechende Investitionstätigkeit entstehen. Alternativ müsste gesicherte konventionelle Leistung durch Braunkohlekraftwerke⁶⁹ bereitgestellt werden, jedoch sind diese Kraftwerke für einen Spitzenlastbetrieb mit niedriger Auslastung nicht geeignet (siehe Infobox 17). Weitere alternative Bereitstellungsoptionen könnten Industrieflexibilität oder Speicher sein.

Im Jahr 2045 wird knapp die Hälfte der zusätzlichen Stromnachfrage durch Importe (33 TWh) gedeckt. Die Verstromung von Biomethan in Gaskraftwerken steigt um 3 TWh, auch hier sind zusätzliche Potentiale für den Energiesektor verfügbar, da die Endverbrauchssektoren weniger Biomethan einsetzen. Zusätzlich kommen gegenüber KN100 ca. 20 TWh Strom aus Onshore Windenergie hinzu, damit verbunden ist ein Kapazitätswachstum um 9 GW gegenüber KN100. Bei der gesicherten Kraftwerksleistung ergibt sich aufgrund der um ca. 12 GW höheren Spitzennachfrage aus den Endverbrauchssektoren ein Mehrbedarf an Kapazität in derselben Höhe.

Während die Stromnachfrage deutlich ansteigt, werden in der „More Electrons“-Ausprägung insgesamt weniger öl- und gasförmige Energieträger in den Endverbrauchssektoren eingesetzt. Allerdings ist der Rückgang gegenüber dem Hauptszenario weniger ausgeprägt als in der „Efficient Electrons“-Ausprägung, da die niedrigeren Effizienzgewinne sich auch bei den konventionellen Antrieben, Heizungen und Prozessen auswirken. Dennoch werden in Summe weniger Wasserstoff und synthetische Energieträger nachgefragt als im Hauptszenario. Der Unterschied beträgt jeweils -2 % (2 TWh im Jahr 2030 und 11 TWh im Jahr 2045). Während die Endverbrauchssektoren geringere Nachfragen haben, gibt es einen Mehrbedarf nach klimaneutralem Wasserstoff im Energiesektor, der mehr Strom und Wärme bereitstellen muss. Im Vergleich zum KN100-Szenario sinken vor allem Wasserstoff-Importe aus Europa, während die heimische Produktion von Wasserstoff auf ähnlichem Niveau liegt. Auch der Import von Wasserstoff und PtL aus dem außereuropäischen Ausland geht geringfügig zurück.

⁶⁹ Steinkohlekraftwerke erreichen 2030 im KN100-Szenario bereits die durch das Kohleausstiegsgesetz vorgegebene Obergrenze.

Pfadausprägung „Efficient Molecules“

In der „Efficient Molecules“-Ausprägung werden in den Endverbrauchssektoren, analog zur „Efficient Electrons“-Ausprägung, gegenüber dem Hauptszenario KN100 höhere Prozess- und Kraftstoffeffizienzen sowie Gebäudesanierungsraten angenommen.

Es werden jedoch deutlich mehr gas- und ölbasierte Technologien eingesetzt: Im Verkehrssektor gibt es 2030 ca. 4 Mio. Elektro-PKW weniger als im Hauptszenario, 2045 sogar 13 Mio. weniger. Stattdessen wird mehr auf konventionelle Antriebe gesetzt. Im Industriesektor verläuft die Elektrifizierung langsamer, gegenüber KN100 werden mehr Niedrig- und Mitteltemperaturprozesse mit Gas bzw. später auch Wasserstoff befeuert. Im Gebäudesektor werden bis 2045 ca. 2 Mio. Wärmepumpen weniger verbaut, dafür gibt es mehr Öl- und Gasheizungen, letztere können perspektivisch mit Wasserstoff betrieben werden.

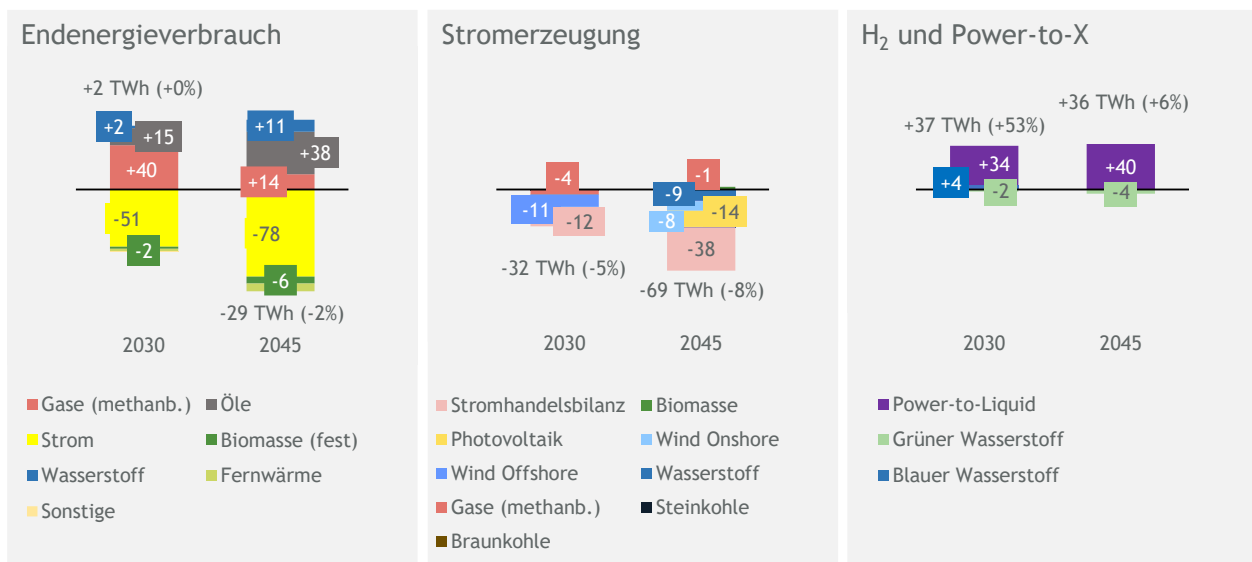


Abbildung 118: Übersicht zentraler Ergebnisse der Pfadausprägung „Efficient Molecules“

Der resultierende Endenergiebedarf liegt im Jahr 2030 etwa auf dem Niveau des KN100-Szenarios. Die kurzfristigen Effizienzgewinne gegenüber KN100 werden also durch den Zuwachs an (bezogen auf den Endenergieverbrauch) weniger effizienten gas- und ölbasierten Technologien kompensiert. Im Jahr 2045 liegt der Endenergiebedarf um 29 TWh (-2 %) unter dem Wert des Hauptszenarios, da die Effizienzgewinne langfristig höher liegen.

Die Stromnachfrage ist im Jahr 2030 um 32 TWh (-5 %) und im Jahr 2045 um 69 TWh (-8 %) geringer als in KN100, weil weniger elektrifiziert wird und gleichzeitig höhere Effizienzen und Sanierungsraten erreicht werden. Aufgrund der niedrigeren Stromnachfrage gehen im Jahr 2030 die Erzeugung in Gaskraftwerken sowie die Importe zurück. Auch fällt wegen des Nachfragerückgangs der Wind-Offshore-Ausbau um 3 GW geringer aus und erreicht 2030 genau 20 GW. Dies entspricht dem von der Bundesregierung anvisierten Ausbauziel. Bei den Spitzenlastkraftwerken geht der Bedarf zurück und liegt ca. 5 GW unter dem Bedarf des KN100-Szenarios. Bis 2030 müssen also wasserstofffähige Gaskraftwerke mit einer Kapazität von 10 GW zugebaut werden, in KN100 sind es 15 GW.

Im Jahr 2045 gehen vor allem Importe, aber auch die Stromerzeugung von Wind Onshore und PV gegenüber dem KN100-Szenario zurück. In diesem Zuge sinkt die installierte Leistung um insgesamt 17 GW. Die installierte Leistung von Offshore-Wind liegt auf dem Niveau des KN100-Szenarios. Da Offshore-Windenergie zu einer hohen Auslastung von Elektrolyseuren beitragen kann und auch weil die europäische Offshore-Strategie umgesetzt wird, wird im Jahr 2045 in der Pfadausprägung deutlich mehr Wasserstoff in Deutschland hergestellt. Aufgrund der insgesamt geringeren Stromnachfrage wird 2045 außerdem weniger Spitzenlastkapazität (ca. 11 GW) als im Hauptszenario benötigt.

Die Nachfrage nach Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukten steigt in der „Efficient Molecules“-Ausprägung, da mehr Gase und Öle eingesetzt werden. Insgesamt werden 2030 ca. 37 TWh (+53 %) und 2045 ca. 36 TWh (+6 %) mehr Wasserstoff und Folgeprodukte eingesetzt als im Hauptszenario. Im Jahr 2030 werden 34 TWh mehr PtL benötigt, um die Sektorziele - vor allem in den Sektoren Verkehr und Gebäude - zu erreichen. In diesen beiden Sektoren verbleiben in den „Molecules“-Ausprägungen signifikante Bedarfe nach flüssigen Energieträgern.

Auch im Jahr 2045 fragen die Endverbrauchssektoren mehr PtL als im Hauptszenario nach. Der relative Anstieg gegenüber KN100 ist allerdings niedriger als im Jahr 2030, weil auch in KN100 nahezu der gesamte Bedarf nach flüssigen (und gasförmigen) Energieträgern klimaneutral bereitgestellt wird. Zusätzlich bewirken die Effizienzgewinne in dieser Pfadausprägung niedrigere Endenergiebedarfe. Im Energiesektor geht der Bedarf nach grünem Wasserstoff gegenüber dem Hauptszenario leicht zurück, auch weil der Energiesektor aufgrund der geringeren Stromnachfrage weniger Wasserstoff verstromt. Die zusätzliche PtL-Nachfrage wird durch Importe aus dem außereuropäischen Ausland gedeckt. In Deutschland wird 2045 - wie im KN100-Szenario - kein PtL hergestellt. Allerdings steigt die heimische Wasserstoffproduktion gegenüber dem Hauptszenario leicht an, weil die Endverbrauchssektoren weniger Strom nachfragen, sodass mehr Strom für Elektrolyse eingesetzt werden kann. Die Wasserstoffimporte aus Europa gehen dafür zurück.

Pfadausprägung „More Molecules“

In der „More Molecules“-Ausprägung werden wie in „Efficient Molecules“ mehr gas- und ölbasierte Technologien eingesetzt als im KN100-Szenario. Zusätzlich sind die Effizienzgewinne gegenüber dem KN100-Szenario geringer: Die Sanierungsrate für Gebäude beträgt durchschnittlich lediglich 1,3 %/a statt 1,73 %/a. Die Kraftstoffeffizienz von PKWs liegt 5 % (im Jahr 2030) bzw. 10 % (im Jahr 2045) niedriger als im Hauptszenario. In den Branchen GHD und Sonstige Industrie bis 2045 sinken die kumulierten Effizienzgewinne um -5 %-Punkte.

Aufgrund der niedrigeren Effizienzgewinne und weil die öl- und gasbasierten Technologien weniger effizient als strombasierte Technologien sind, wird im Jahr 2030 56 TWh (+3 %) und im Jahr 2045 93 TWh (+6 %) mehr Endenergie eingesetzt als im KN100-Szenario.

Dabei geht die Stromnachfrage aufgrund des geringeren Elektrifizierungsgrads um 23 TWh (-3 %) im Jahr 2030 und 35 TWh (-4 %) im Jahr 2045 zurück. 2030 sinken gegenüber dem Hauptszenario insbesondere die Stromimporte und die Erdgasverstromung. Im Jahr 2045 gehen Importe, aber auch die Stromerzeugung von Erneuerbaren (vor allem Wind Onshore) zurück.

Gegenüber dem Hauptszenario werden deutlich mehr gasförmige und flüssige Energieträger nachgefragt, weil mehr gas- und ölbasierte Technologien eingesetzt werden und gleichzeitig Effizienzgewinne geringer sind. Im Jahr 2030 werden daher 68 TWh (+99 %) mehr Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukte nachgefragt als in KN100. Im Jahr 2045 beträgt der Anstieg 117 TWh (+18 %).

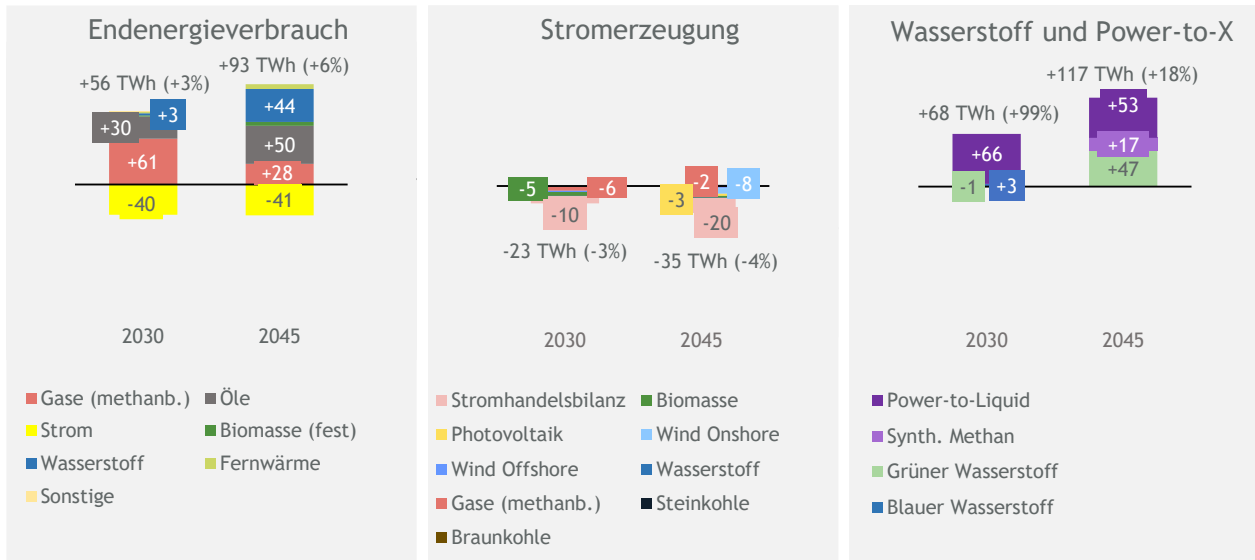


Abbildung 119: Übersicht zentraler Ergebnisse der Pfadausprägung „More Molecules“

Der deutliche Anstieg im Jahr 2030 ist darauf zurückzuführen, dass in den Endverbrauchssektoren signifikante Mengen PtL benötigt werden, um die Sektorziele zu erreichen. Im Gebäudesektor werden knapp 50 TWh mehr PtL eingesetzt als im KN100-Szenario, im Verkehrssektor liegt der Mehrbedarf bei etwa 15 TWh PtL. Zum Vergleich: Im KN100-Szenario werden insgesamt nur knapp 4 TWh PtL (im Verkehrssektor) nachgefragt. Vor dem Hintergrund der geringen Anzahl von PtL-Projekten in Planung stellen die hohen Anforderungen an den PtL-Hochlauf bis 2030 die Umsetzbarkeit dieser Pfadausprägung in Frage (siehe Infobox 18).

Die zusätzlichen PtL-Nachfragen werden im Jahr 2030 teilweise aus heimischer Produktion gedeckt. Hinzu kommen noch einmal signifikant höhere Importe aus Europa und aus den außereuropäischen Staaten.

Auch im Jahr 2045 nimmt der Einsatz von Power-to-Liquid in den Endverbrauchssektoren gegenüber dem Hauptszenario zu. Der relative Anstieg gegenüber KN100 ist im Jahr 2045 geringer, weil 2045 auch in KN100 signifikante Mengen klimaneutraler synthetischer Energieträger nachgefragt werden. Zusätzlich wird in der „More Molecules“-Ausprägung etwa 47 TWh mehr grüner Wasserstoff nachgefragt als in KN100 und sowohl in den Endverbrauchssektoren als auch zur Stromerzeugung eingesetzt. In der „More Molecules“-Ausprägung wird im Jahr 2045 außerdem insgesamt 17 TWh synthetisches Methan eingesetzt, um die Endenergiebedarfe in Gebäude- und Industriesektor klimaneutral bereitstellen zu können.

Die zusätzlichen PtL-Nachfragen sowie die Nachfrage nach synthetischem Methan werden im Jahr 2045 mithilfe zusätzlicher Importe aus dem außereuropäischen Ausland gedeckt. Der Wasserstoff-Mehrbedarf wird in Deutschland und in Europa erzeugt.

Infobox 18: Verfügbarkeit flüssiger synthetischer Energieträger bis 2030

Im KN100-Szenario werden Power-to-Liquids vor allem zur Dekarbonisierung der Luftfahrt und der chemischen Industrie eingesetzt. PtL werden aus dem Mittleren Osten, aber auch aus Südamerika und Ozeanien/Australien nach Deutschland importiert. In der „More Molecules“-Pfadausprägung werden im Jahr 2030 insgesamt bis zu 70 TWh PtL zur Vermeidung von Treibhausgas-emissionen insbesondere im Verkehrs- und im Gebäudesektor eingesetzt. Ca. 11 TWh werden in Deutschland erzeugt, der andere Teil stammt vornehmlich aus den übrigen Europäischen Staaten und dem Mittleren Osten, aber auch Südamerika und Australien/Ozeanien. Gegenüber dem KN100-Szenario bedeutet dies einen deutlich schnelleren Hochlauf der nationalen, aber auch internationalen PtL-Produktion. Da in der „More Molecules“-Ausprägung bereits im Jahr 2030 vergleichsweise große Mengen PtL benötigt werden, ist dieser Hochlauf bereits kurzfristig erforderlich.

Eine Auswertung von öffentlich verfügbaren Quellen zu bestehenden und geplanten PtL-Projekten zeigt, dass sich ein Hochlauf in der in „More Molecules“ erforderlichen Geschwindigkeit aktuell nicht abzeichnet. Die Hydrogen Project Data Base der International Energy Agency (IEA) weist 21 PtL-Projekte mit Start vor 2025 aus. Insgesamt sind Projekte mit einer Elektrolyse-Anschlussleistung von knapp 600 MW_{el} aufgeführt. Dies entspricht in etwa einer PtL-Produktion von ca. 1 TWh/a, je nach Auslastung der entsprechenden Anlagen. Die meisten aufgeführten Projekte haben Pilotcharakter, insgesamt 7 Projekte planen eine Elektrolyseleistung über 30 MW. Diese sind vornehmlich in Nordeuropa und Deutschland angesiedelt. Das größte gelistete Projekt mit 250 MW Elektrolyseleistung ist in Oman geplant. Zusätzlich zu den in der Projektdatenbank aufgeführten Projekten soll das Pilotprojekt „Haru Oni“, ab 2026 etwa 4-5 TWh/a PtL-Kraftstoffe produzieren. Eine Pilotproduktion des Projekts, das kürzlich unter deutscher Beteiligung in Chile gestartet ist, könnte bereits ab 2022 stattfinden

Basierend auf der dargestellten Projektpipeline wäre eine deutliche Ausweitung der Investitionstätigkeit in PtL-Projekte erforderlich, um die erforderlichen Mengen von PtL-Kraft- und Brennstoffen in der „More Molecules“-Pfadausprägung im Jahr 2030 bereitstellen zu können. Allein die zur Produktion der entsprechenden Wasserstoffmengen benötigte elektrische Elektrolyseleistung beträgt je nach unterstellter Auslastung etwa 30-40 GW⁷⁰, also ein Vielfaches der bisher bekannten Projekte. Die hohen Anforderungen an den PtL-Hochlauf in der „More Molecules“-Pfadausprägung stellen die Umsetzbarkeit dieser Pfadausprägung in Frage.

⁷⁰ Für diese Beispielrechnung sind ein Wirkungsgrad von 68 % bei der Elektrolyse und 75 % bei der Fischer-Tropsch-Synthese unterstellt.

3.5 Stromnetzinfrasturuktur⁷¹

Für die vier Pfadausprägungen wird nachfolgend eine Einordnung der Auswirkungen auf den Ausbaubedarf der Stromnetzinfrasturuktur vorgenommen. Dabei werden keine weiteren Berechnungen durchgeführt. Vielmehr erfolgt eine Abschätzung der Auswirkungen in Bezug auf die Entwicklung der wesentlichen Treiber in den betrachteten Netzebenen.

3.5.1 Übertragungsnetz

Im Bereich des Übertragungsnetzes wurde als zentraler Treiber der Zubau erneuerbarer Energien definiert, welcher zur Einordnung der Pfadausprägungen zugrunde gelegt wird. Für das Jahr 2030 resultiert keine wesentliche Veränderung der installierten EE-Leistung, sodass für dieses Stützjahr keine Abweichung von den Ergebnissen des Kernszenarios zu erwarten ist.

Die im Rahmen der Pfadausprägungen durchgeführte nachfrageseitige Variation des Elektrifizierungsgrades bzw. der Effizienzentwicklung resultiert in einer veränderten Endenergienachfrage und infolgedessen ebenfalls auf den Technologiemitx der elektrischen Energiebereitstellung. Für das Stützjahr 2045 resultiert dadurch eine veränderte Erzeugungleistung erneuerbarer Energien, die hier als zentraler Indikator für den Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz herangezogen wird.

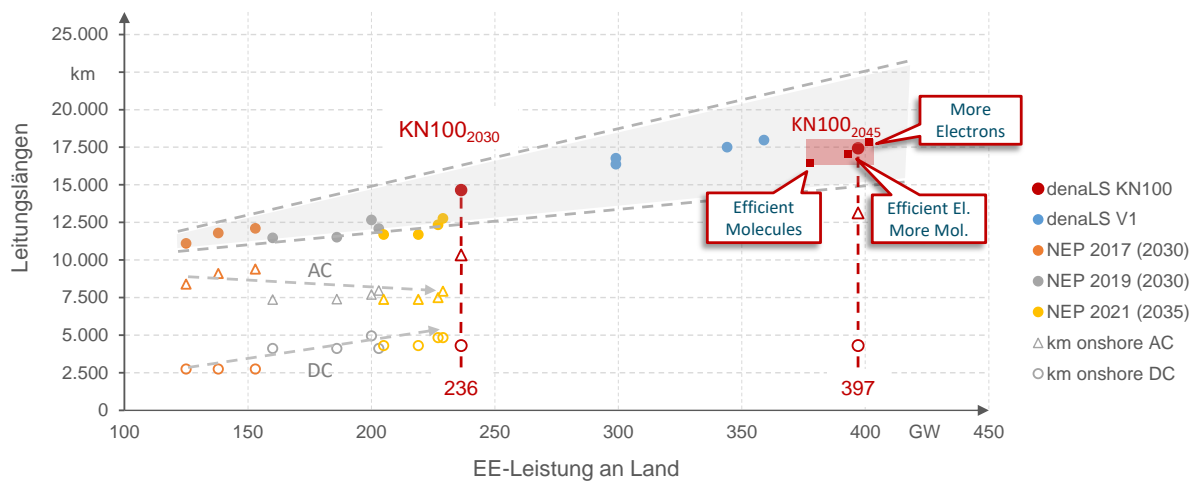


Abbildung 120: Einordnung der Pfadausprägungen auf den Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz

Quellen: EWI (2018), NEP Strom 2030 (2017), NEP Strom 2030 (2019) und NEP Strom 2035 (2021)

Die Ergebnisse einer Einordnung der Pfadausprägungen auf den Netzausbaubedarf sind in Abbildung 120 dargestellt.

Die Ausprägung More Electrons mit einem höheren Elektrifizierungsgrad führt zu einer höheren installierten Leistung erneuerbarer Energien, deren Integration in das Übertragungsnetz potenziell

⁷¹ Das Kapitel 3.5 Stromnetzinfrasturuktur wurde von der ef.Ruhr verfasst.

einen zusätzlichen Netzausbau erwarten lässt. Auf der anderen Seite grenzt die Ausprägung Efficient Molecules diesen Sensitivitätsbereich nach unten ein. Die in dieser Ausprägung weniger erforderliche installierte EE-Leistung könnte im Kontext dieser vereinfachten Abschätzung zu einer Reduktion zusätzlich erforderlichen Netzausbaus führen. Die anderen beiden Ausprägungen liegen in einer sehr ähnlichen Größenordnung der Kernszenarien, sodass hierbei keine Abweichungen erwartbar sind.

Die in dieser Einordnung dargestellte Spanne des identifizierten Haupttreibers beschreibt einen Bereich, in dem sich durch eine lineare Interpolation der erwartete Netzausbaubedarf einstellen könnte.

Bei der Interpretation dieser Darstellung sind jedoch die Grenzen einer solchen linearen Abschätzung sowie die Treiberorientierung zu beachten. Nicht nur erneuerbare Energien, sondern auch eine veränderte Laststruktur und eine daraus resultierende räumliche und zeitliche Verschiebung von Flexibilitätspotentialen können Auswirkungen auf den erforderlichen Netzbedarf haben, die hier nicht erkennbar gemacht werden können. Daneben weist der in den Kernszenarien berechnete Netzbedarf eine gewisse Netzreserve und damit Robustheit gegenüber Veränderungen der zugrundeliegenden Versorgungsaufgabe auf, die im Rahmen der vereinfachten Einordnung nicht quantifiziert werden kann. Vor dem Hintergrund der Unsicherheiten der Modellierung und den dem in der Einordnung resultierenden Bereich kann resümiert werden, dass unabhängig von der tatsächlichen Pfadentwicklung bis 2045 ein ähnliches Netz zu erwarten ist.

Abschließend sollte beachtet werden, dass die Versorgungsaufgabe für das Jahr 2045 einen Bereich der Systementwicklung beschreibt, der bisher erst begrenzt durch belastbare quantitative Netzausbauanalysen analysiert wurde. Die Untersuchung des Zusammenspiels unterschiedlicher Treiber der zukünftigen Versorgungsaufgabe hinsichtlich positiver Effekte auf den Netzausbaubedarf sowie eine Bestimmung optimaler Strukturen des zukünftigen Übertragungsnetzes stellen interessante Fragestellungen des sich anschließenden Forschungsbedarfs dar.

3.5.2 Verteilnetz

Sowohl im Bereich der Mittel- als auch Niederspannungsebene werden die Grenzen des möglichen Investitionsraum, welcher durch die Pfadausprägungen aufgespannt wird, von den lastseitigen Treibern definiert. Grundsätzlich befinden sich der hierbei angenommene Zubau von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen in einem bereits quantitativ durch die Studienlandschaft abgeschätzten Bereich (Abbildung 121 und Abbildung 122). In den nachfolgenden Abbildungen werden die Investitionen für den Netzausbau für die Pfadausprägungen auf Basis der Berechnungen im Szenario KN100 mittels Inter- und Extrapolation der Investitionen bezogen auf Variationen im Zubau einzelner Treiber abgeschätzt und in die Studienlandschaft eingeordnet. Die Pfadausprägungen sind hierbei rot dargestellt. Der aufgespannte Bereich deutet hierbei die mögliche Variation im Bereich der Investitionen an. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass nicht alle Studien in der aufgeführten Einordnung den Einfluss von neuartigen Lasten auf den Netzausbau berücksichtigt haben (dena, 2012; E-Bridge, 2014).

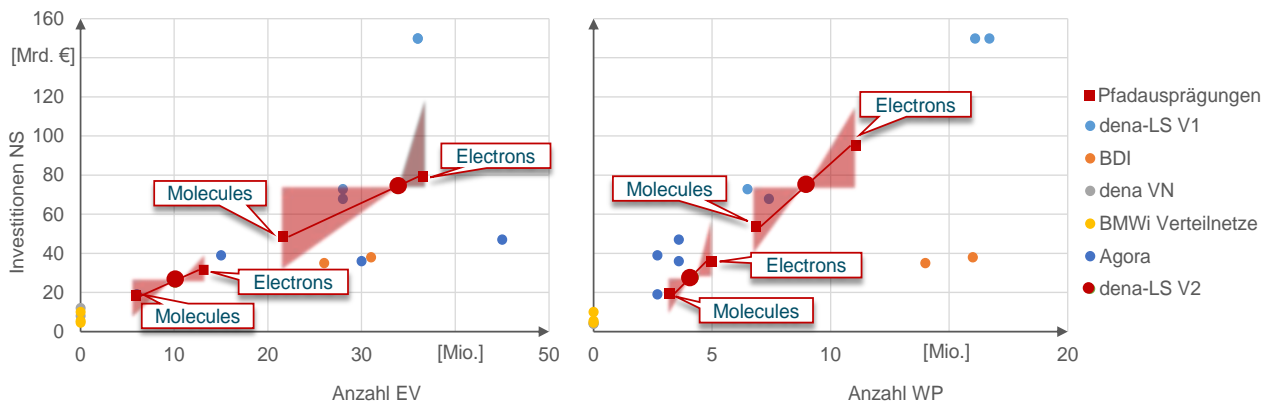


Abbildung 121: Ableitung der Investitionen in der NS-Ebene bei Variation der Anzahl von neuartigen Lasten in den Pfadausprägungen

Quellen: BCG (2018), dena (2012), EWI (2018) und E-Bridge (2014)

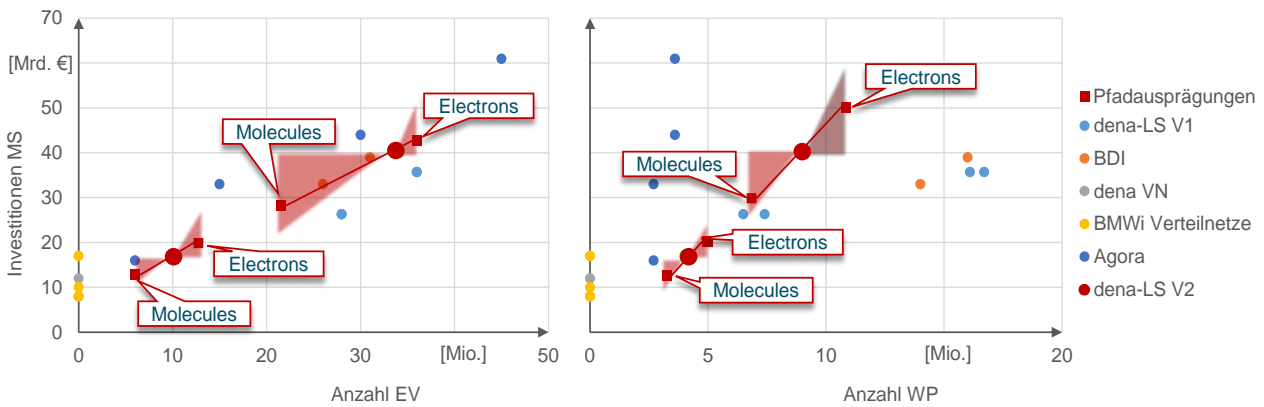


Abbildung 122: Ableitung der Investitionen in der MS-Ebene bei Variation der Anzahl von neuartigen Lasten in den Pfadausprägungen

Quellen: BCG (2018), dena (2012), EWI (2018) und E-Bridge (2014)

Bei der Abschätzung der Investitionen gilt es zu berücksichtigen, dass die Versorgungsaufgabe der Netze und damit der erforderliche Netzausbaubedarf durch die Zusammensetzung der Treiber definiert wird. Die zugrundeliegenden Berechnungen des Netzausbaubedarfs im Szenario KN100 erfolgt unter Berücksichtigung einer residuallastglättenden und damit netzdienlichen Steuerung von Ladevorgängen an privaten Ladepunkten. Die Zusammensetzung der Treiberlandschaft beeinflusst hierbei die verfügbare Flexibilität und hat somit Auswirkungen sowohl auf den Starklast- wie auch den Rückspeisefall. Die Auswirkungen einer alternativen Treiberzusammensetzung auf den zu erwartenden Netzausbau können hier daher nur näherungsweise abgeschätzt werden. Wie dargestellt können die Pfadausprägungen insbesondere in Bezug auf die veränderte Anzahl von Wärmepumpen und neuen Lasten hierbei erhebliche Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf haben. Es ist anzunehmen, dass die Ausprägung „Molecules“ grundsätzlich zu einer Reduktion der Investitionen führen kann, während die Ausprägung „Electrons“ die erforderlichen Investitionen erhöht. Eine genaue Quantifizierung des Netzausbaus erfordert jedoch eine entsprechend detaillierte Betrachtung unter Berücksichtigung der veränderten Treiberzusammensetzung.

Literaturverzeichnis

Achtelik, C., Schimmel, M. & Rhiemeier, J. (2019) Energiewende in der Industrie. Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Branchensteckbrief der Grundstoffchemie.

Adam, P., Heunemann, F., von dem Bussche, C., Engelshove, S. & Thiemann, T. (2020) Wasserstoffinfrastruktur - tragende Säule der Energiewende. Umstellung von Ferngasnetzen auf Wasserstoffbetrieb in der Praxis.

Agora - Agora Verkehrswende, Agora Energiewende (2019) Regulatory Assistance Project (RAP), Verteilnetzausbau für die Energiewende - Elektromobilität im Fokus.

Agora Energiewende & AFRY Management Consulting (2021) No-regret hydrogen: Charting early steps for H₂ 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.

BMU, BMVI, BMWi, BMZ & BDL - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung & Bundesverband der Deutschen Luft- und Raumfahrtindustrie e.V. (2021) PtL-Roadmap. Nachhaltige strombasierte Kraftstoffe für den Luftverkehr in Deutschland.

BMVI - Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (2020) Masterplan Schienenverkehr.

BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019) Energieeffizienzstrategie 2050.

BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020) Die Nationale Wasserstoffstrategie.

BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021) Die Energie der Zukunft. 8. Monitoring-Bericht zur Energiewende - Berichtsjahre 2018 und 2019.

Brändle, G., Schönfisch, M. & Schulte, S. (2020) Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen, *Applied Energy*, Vol. 302, Article 117481.

Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt (2021) Monitoringbericht 2020.

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (2021) Aktuelle Projekte - Gasnetze & Gasanlagen, URL: <https://www.dbi-gruppe.de/aktuelle-projekte.html>, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

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

dena, Prognos - Deutsche Energie-Agentur GmbH & Prognos AG (2020), Privates Ladeinfrastrukturpotenzial in Deutschland.

Dieckhoff, C., Appelrath, H. J., Fishedick, M., Grunwald, A., Höffler, F., Mayer, C., & Weimer-Jehle, W. (2014) Zur Interpretation von Energieszenarien.

DIW - Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (2017) Electricity, heat, and gas sector data for modeling the German system, DIW Data Documentation no. 92, Berlin.

DLR & DIW - Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. Institut für Verkehrsforschung & Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung Berlin e.V. (2020) Verkehr in Zahlen 2020/2021.

DVGW - Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (2020a) H2 und Gasmotoren. H2 in the gas network and interaction with gas engines (G 201914), Stand: 01.01.2020, URL: <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-h2-und-gasmotoren>, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

DVGW - Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (2020b) H2-Messrichtigkeit. Untersuchung des Verhaltens von Haushaltszählern im Verbund mit Hausdruckregelgeräten bei Nutzung von H2-beaufschlagten Gasen (G 202010), Stand: 01.11.2020, URL: <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-h2-messrichtigkeit>, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

DVGW - Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (2020c) H2-Tauglichkeit von Stählen. Stichprobenhafte Überprüfung von Stahlwerkstoffen für Gasleitungen und Anlagen zur Bewertung auf Wasserstofftauglichkeit nach ASME B31.12 (G 202006), Stand: 01.09.2020, URL: <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-h2-tauglichkeit-von-staehlen>, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

E-Bridge - E-Bridge Consulting GmbH (2014) E-Bridge Consulting GmbH; Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft; OFFIS- Institut für Informatik (2014), Moderne Verteilernetze für Deutschland.

ef.Ruhr - ef.Ruhr GmbH (2017) Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg.

ef.Ruhr - ef.Ruhr GmbH, IAEW der RWTH Aachen, Bergische Universität Wuppertal (2021), Gutachten zur Weiterentwicklung der Strom-Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen auf Grund einer fortschreitenden Sektorenkopplung und neuer Verbraucher.

ENTSO-E (2020) Mid-term Adequacy Forecast. 2020 Edition.

ENTSO-G (2020) Ten-Year Network Development Plan 2020.

Enzmann, P. (2020) Stand des Wissens zum technischen Einfluss von Wasserstoff auf die Gasanwendung, in Graf, F., Schoof, R. & Zdrallek M. (Ed.) (2020), *Power-to-Gas. Grundlagen - Konzepte - Lösungen*, 1. Auflage, Vulkan-Verlag GmbH, 276-293.

Esser, K. & Kurte, J. (2020) KEP-Studie 2020 - Analyse des Marktes in Deutschland.

Europäische Kommission (2019) The European Green Deal.

Eurostat - Statistisches Amt der Europäischen Union (2011) The new degree of urbanisation.

Europäische Kommission (2020a) Eine EU-Strategie zur Nutzung des Potenzials der erneuerbaren Offshore-Energie für eine klimaneutrale Zukunft.

Europäische Kommission (2020b) Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa.

EWI - ewi Energy Research & Scenarios gGmbH (2018) dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Gutachterbericht.

EWI & ef.Ruhr - EWI Energy Research & Scenarios gGmbH & ef.Ruhr GmbH (2018) Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung.

Fernleitungsnetzbetreiber (2021) Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030.

Fh ISE - Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2021) Innovative Energietechnologien - Analyse ausgewählter innovativer Technologien zur Energieerzeugung, -umwandlung und -speicherung. Kurzgutachten zur dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

Frank, C., Fiedler, S., & Crewell, S. (2021) Balancing potential of natural variability and extremes in photovoltaic and wind energy production for European countries, *Renewable Energy*, Vol. 163, 674-684.

Generalzolldirektion (2021) Treibhausgasquote (THG-Quote), URL: https://www.zoll.de/DE/Fachthemen/Steuern/Verbrauchssteuern/Treibhausgasquote-THG-Quote/treibhausgasquote_thg_quote_node.html, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

Geres, R., Kohn, A., Lenz, S., Ausfelder, F., Bazzanella, A. M. & Möller, A. (2019) Roadmap Chemie 2050. Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland.

Haeseldonckx, D. & D'haeseleer, W. (2007) The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 32(10-11), 1381-1386.

Helgeson, B. & Peter, J. (2020) The role of electricity in decarbonizing European road transport - Development and assessment of an integrated multi-sectoral model, *Applied Energy*, Vol. 262, Article 114365.

Helgeson, B. (2021) "Europe First"? Developing an integrated energy system model to assess an energy-independent, CO₂-neutral Europe, EWI Working Paper, erscheint im November 2021.

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

Initiative GET H₂ (2021) Die Initiative - GET H₂, URL: <https://www.get-h2.de/>, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

ITG & FIW- Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung und Anwendung GmbH & Forschungsinstitut für Wärmeschutz e. V. München (2021) dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Modellierung des Gebäudesektors, herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

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.

Klement, J., Schröder, H. & Schuhmann, K.-U. (2020) Status der H₂-Readiness bei häuslichen, gewerblichen und industriellen Gasanwendungen, *DVGW Energie Wasser-Praxis*, Jg. 71, Nr. 12, 72-77.

Krieg, D. (2012) Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff, *Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment*, Vol. 144, Forschungszentrum Jülich GmbH.

Lindner, C., Schmitt, J. & Hein, J. (2020), Stoffstrombild Kunststoffe in Deutschland 2019.

Lösch, O., Jochem, E., Ashley-Belbin, N., & Zesch, G. (2020) Bewertung der Direktreduktion von Eisenerz mittels Elektrolyse-Wasserstoff.

Löschel, A., Grimm, V., Lenz, B. & Staiß, F. (2021) Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für die Berichtsjahre 2018 und 2019. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“.

MARCOGAZ - Technical association of the European Gas Industry (2019) Overview of available test results and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use.

Marewski, U., Steiner, M. & Engel, C. (2020a) Umstellung von bestehenden Erdgasleitungen zum Transport von Wasserstoff - Teil 2, *DVGW Energie Wasser-Praxis*, Jg. 71, Nr. 10, 20-25.

Marewski, U., Steiner, M., Silcher, H., Zickler, S., Engel, C. & Schnotz, G. (2020b) Bruchmechanische Prüfungen von Werkstoffen für Gasleitungen zur Bewertung der Wasserstofftauglichkeit: Erste Ergebnisse, *DVGW Energie Wasser-Praxis*, Jg. 71, Nr. 12, 78-86.

Moritz, M. & Schönfisch, M. (2021) Grünes Ammoniak für Deutschland - Kostenvergleich von importiertem und inländisch produziertem grünem Ammoniak, *EWI Policy Brief*.

NEP Strom 2030 (2017) Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

NEP Strom 2030 (2019) Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

NEP Strom 2035 (2021) Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

Nobis, C, Kuhnimhof, T., Follmer, R. & Bäumer, M. (2019) Mobilität in Deutschland - Zeitreihenbericht 2002 - 2008 - 2017, Studie von infas, DLR, IVT & infas 360 im Auftrag des BMVI - Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur.

NPE - Nationale Plattform Elektromobilität (2018) Fortschrittsbericht 2018 - Markthochlaufphase.

Nymoen, H., Graf, K., Niemann, E. & Kröbe, M. (2021) Klimaschutz im Wärmemarkt: Wie können wir Klimaneutralität im Bereich der Wohngebäude erreichen?

- 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.
- Prognos-Kurzgutachten (2021) Technische CO₂-Senken - Techno-ökonomische Analyse ausgewählter CO₂-Negativemissionstechnologien. Kurzgutachten zur dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).
- Purr, K., Günther, J., Lehmann, H. & Nuss, P. (2019) RESCUE - Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität, UBA - Umweltbundesamt.
- 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.
- Richter, J. (2011) DIMENSION - A Dispatch and Investment Model for European Electricity Markets, EWI Working Paper, No. 11/03.
- Schulte, S., Schönfish, M. & Brändle, G. (2021) Wasserstoff: Bezugsoptionen für Deutschland - Kostenvergleich von importiertem und lokal produziertem CO₂-armen Wasserstoff, EWI Policy Brief.
- THyGA (2021) THyGA Testing Hydrogen admixture for Gas Applications, URL: <https://thyga-project.eu/#>, zuletzt abgerufen am 10.05.2021.
- thyssenkrupp Steel Europe (2021) Mit Wasserstoff zur klimaneutralen Stahlproduktion, URL: <https://www.thyssenkrupp-steel.com/de/unternehmen/nachhaltigkeit/klimastrategie/>, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.
- UBA - Umweltbundesamt (2020a) Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2020. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2018, Stand Juli 2020, URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-04-15-climate-change_22-2020_nir_2020_de_0.pdf, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.
- UBA - Umweltbundesamt (2020b) Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990-2019, Stand: 08.12.2020, URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2020_12_08_em_entwicklung_in_d_trendtabelle_thg_v0.9.xlsx, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.
- UBA - Umweltbundesamt (2021a) Fahrleistungen, Verkehrsleistungen und „Modal Split“, Stand: 22.02.2021, URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/fahrleistungen->

verkehrsaufwand-modal-split#fahrleistung-im-personen-und-guterverkehr, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

UBA - Umweltbundesamt (2021b) Kraftstoffe, Stand: 22.02.2021, URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/kraftstoffe>, 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.

Vaillant Deutschland GmbH & Co. KG (2021) Heizen mit Wasserstoff - Ist H2 die Zukunft für klimafreundliche Heizlösungen?, URL: <https://www.vaillant.de/heizung/klimafoerderung/heizen-mit-wasserstoff/>, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

VCI - Verband der Chemischen Industrie e.V. (2018) VCI-Position Kreisläufe für Kohlenstoff

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

Viessmann (2020) Neuer Energieträger Wasserstoff - Wie werden wir morgen heizen?, Stand: 12.10.2020, URL: <https://www.viessmann.family/de/newsroom/nachhaltigkeit/neuer-energetraeger-wasserstoff-wie-werden-wir-morgen-heizen>, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

Wackermann, K., Husing, O. J., Hoeveler, D. & Adämmer, F. (2020) Bruchmechanische Betrachtungen bei der Umstellung von Erdgasleitungen aus Stahl für den Transport von Wasserstoff, *DVGW Energie Wasser-Praxis*, Jg. 71, Nr. 9, 18-25.

Wagner, C. (2018) Integration und Bewertung der Spitzenkappung als Planungsgrundsatz zur wirtschaftlichen Netzentwicklung in Mittelspannungsnetzen, Shaker Verlag, Dortmund.

Warncke, K., Osterheld, S. & Gschrey, B. (2019) Inventarermittlung der F-Gase 2017/2018. Daten von HF(C)KW, FKW, SF₆, NF₃, SF₅CF₃, H(C)FE und PFPME für die nationale Emissionsberichterstattung gemäß Klimarahmenkonvention für die Berichtsjahre 2017 und 2018.

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
AC	Wechselstrom
BBPIG	Bundesbedarfsplangesetz
BECCS	Bio-Energy Carbon Capture and Storage
BECCU	Bio-Energy Carbon Capture and Utilization
BEV	rein elektrische Fahrzeuge
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
CNG	Erdgas (Compressed Natural Gas)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ e	CO ₂ -Äquivalente
CRF	Common Reporting Format
DAC	Direct-Air-Capture
DACCS	DAC Carbon Storage
DACCU	DAC Carbon Utilization
DC	Gleichstrom
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DRI-EAF-Route	Direktreduktion und anschließende Schmelze in Elektrolichtbogenöfen
DRI-Route	„Direct-Reduced-Iron“-Route
DSM	Demand Side Management
EAF	Elektrolichtbogenöfen
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ENLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
ENTSO-G	Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz

EU	Europäische Union
EU-ETS	Europäischer Emissionshandel
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH
FZkm	Fahrzeugkilometer
FIW	Forschungsinstitut für Wärmeschutz e. V. München
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GuD-Anlagen	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk
GW	Gigawatt
H2 FCV	Brennstoffzellenfahrzeug
H2-DRI	Wasserstoffbasierte Direktreduktion
HEV	Hybridfahrzeug
HFKW	Teilfluorierte Kohlenwasserstoffe, auch F-Gase
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HS	Hochspannungs-Ebene
IEA	International Energy Agency
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
ITG	Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung und Anwendung GmbH
KBA	Kraftfahrbundesamt
KN100	Klimaneutralität 100
KSG	Klimaschutzgesetz 2021
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCOT	Levelized Costs of Transport
LNF	Leichte Nutzfahrzeuge
LNG	Flüssigerdgas (Liquified Natural Gas)
LPG	Liquified Petroleum Gas
LULUCF	Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (Land Use, Land Use Change and Forestry)
MS-Ebene	Mittelspannungsebene

Mt	Megatonne
MTO/MTA	Methanol-to-Olefins/-Aromatics-Verfahren
MVA	Müllverbrennungsanlage
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz
NE	Nichtenergetisch
NEP	Netzentwicklungsplan
NOVA	Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau
NPE	Nationale Plattform Elektromobilität
NS-Ebene	Niederspannungsebene
NTC	Nettotransferkapazitäten
NUTS	Nomenclature des Unités Territoriales Statistiques (z. Dt. Nomenklatur der Gebietseinheiten für die Statistik)
ÖSPV	Öffentlichen Straßenpersonenverkehr
PHEV	Plug-in-Hybrid-Fahrzeuge
PKW	Personenkraftwagen
PtG	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
RED II	Erneuerbare-Energien-Richtlinie
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
SUVs	Geländewagen
THG	Treibhausgas
tkm	Tonnenkilometer
TTW	Tank-to-Wheel
TWh	Terawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlagen
WindSeeG	Windenergie-auf-See-Gesetz

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: Das Hauptszenario KN100 und die Pfadausprägungen	9
Abbildung 6: Bilanzierung der sektorspezifischen Emissionen	13
Abbildung 7: Entwicklung der nationalen Treibhausgasemissionen und Klimaziele	14
Abbildung 8: Das Energiesystemmodell DIMENSION	18
Abbildung 9: Berechnungsmethodik für die Netzausbauberechnung im Übertragungsnetz	19
Abbildung 10: Schematische Darstellung der Bundeslandzeitreihen und des Übertragungsnetzmodells	20
Abbildung 11: Schematische Darstellung des automatisierten Netzausbauprozesses zu Bewertung der NS und MS-Ebene	21
Abbildung 12: Übergeordnete Rahmenparameter	22
Abbildung 13: Historische Treibhausgasemissionen und das sektorale Klimaziel 2030 im Verkehr	25
Abbildung 14: Übersicht der Verkehrsträger	25
Abbildung 15: Technologische und transformatorische Ansätze im Verkehrssektor	26
Abbildung 16: Jahresnachfrage im Personenverkehr	28
Abbildung 17: Jahresnachfrage nach Verkehrsträger (ohne PKW) im Personenverkehr	29
Abbildung 18: Besetzungsgrad und Jahresfahrleistung von PKW	30
Abbildung 19: Entwicklung der Kraftstoffverbräuche von Neuwagen (PKW)	31
Abbildung 20: Jahresnachfrage nach Verkehrsträger im Güterverkehr	32
Abbildung 21: Entwicklung des PKW-Bestandes	33
Abbildung 22: Entwicklung des LKW-Bestandes	35
Abbildung 23: Endenergieverbrauch im Verkehrssektor nach Energieträgern	36
Abbildung 24: Wasserstoffbedarf nach Verkehrsträgern	37
Abbildung 25: Wasserstoffanteil am Endenergieverbrauch nach Verkehrsträgern	38
Abbildung 26: Endenergieverbrauch des Verkehrssektors nach Verkehrsträgern	39
Abbildung 27: Zusammensetzung flüssiger und gasförmiger Kraftstoffe im Verkehrssektor	40
Abbildung 28: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor	41
Abbildung 29: Jährliche durchschnittliche Investitionen für PKW, leichte Nutzfahrzeuge und LKW	42
Abbildung 30: Jährliche durchschnittliche Investitionen für Ladeinfrastruktur	44
Abbildung 31: Historische Treibhausgasemissionen und das sektorale Klimaziel 2030 in der Industrie	46
Abbildung 32: Übersicht der Industriebranchen und Prozesse	47

Abbildung 33: Anteile der Industriebranchen am Endenergieverbrauch 2018.....	47
Abbildung 34 Übersicht der Technologietransformation ausgewählter Industriebranchen.....	51
Abbildung 35: Produktionsentwicklung in den Industriebranchen bis 2045	52
Abbildung 36: Entwicklung der Energieeffizienz in den Industriebranchen bis 2045.....	54
Abbildung 37: Auswirkungen von Energieeffizienzgewinnen auf den Endenergieverbrauch im Industriesektor ...	55
Abbildung 38: Recyclinganteile und Sekundärproduktion in Industriebranchen gegenüber 2018	56
Abbildung 39: Vereinfachte Darstellung des Kunststoffrecyclings.....	57
Abbildung 40: Endenergieverbrauch im Industriesektor nach Energieträgern.....	58
Abbildung 41: Zusammensetzung flüssiger und gasförmiger energetischer Verbräuche im Industriesektor	59
Abbildung 42: Energetischer und nichtenergetischer Verbrauch von CO ₂ -armem Wasserstoff nach Industriebranchen	60
Abbildung 43: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Bereich Eisen & Stahl	61
Abbildung 44: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Bereich Chemie	62
Abbildung 45: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Bereich Steine & Erden.....	63
Abbildung 46: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Bereich Sonstige Industrie	63
Abbildung 47: Entwicklung des nichtenergetischen Verbrauchs nach Energieträgern	64
Abbildung 48: Zusammensetzung flüssiger und gasförmiger nichtenergetischer Verbräuche im Industriesektor .	65
Abbildung 49: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Industriesektor	66
Abbildung 50: Entwicklung der Prozessemissionen nach Industrieranchen	67
Abbildung 51: Jährliche durchschnittliche Investitionen für ausgewählte Technologien in der Industrie	68
Abbildung 52: Historische Treibhausgasemissionen und das sektorale Klimaziel 2030 im Gebäudesektor	69
Abbildung 53: Entwicklung der Sanierungsrate im Wohngebäudebestand bis 2045	70
Abbildung 54: Beheizungsstruktur von Wohngebäuden bis 2045.....	71
Abbildung 55: Verbrauch je Gasfamilie und Anteil der Wasserstoffbeimischung im Gebäudesektor	72
Abbildung 56: Endenergieverbrauch im Gebäudesektor nach Energieträger	73
Abbildung 57: Zusammensetzung flüssiger und gasförmiger Energieträger im Gebäudesektor	75
Abbildung 58: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor	75
Abbildung 59: Historische Treibhausgasemissionen und das sektorale Klimaziel 2030 im Energiesektor	77
Abbildung 60: Aggregierter Endenergieverbrauch der Verbrauchssektoren nach Energieträgern	83
Abbildung 61: Stromnachfrage nach Sektoren und Anwendungsbereichen	85
Abbildung 62: Nettostromerzeugung nach Energieträgern	86
Abbildung 63: Installierte Leistung von Photovoltaik und Wind.....	89
Abbildung 64: Installierte Leistung von steuerbaren Kraftwerken	91
Abbildung 65: Demand Side Management und elektrische Anschlussleistung von Speichern und Elektrolyseuren	92
Abbildung 66: Entwicklung der inflexiblen Nachfragespitze sowie die Bereitstellung gesicherter Kraftwerksleistung nach Energieträgern	94

Abbildung 67: Residualnachfragedauerlinien für ausgewählte Zeiträume im Jahr 2045	99
Abbildung 68: Mittel ausgewählter meteorologischer Größen für die Wintermonate 1995 bis 2014	101
Abbildung 69: Gemittelte Kapazitätsfaktoren für Photovoltaik und Windenergie	102
Abbildung 70: Meteorologische Bedingungen im Januar 1997	103
Abbildung 71: Meteorologische Bedingungen im Dezember 2007	104
Abbildung 72: Nachfrage, Kraftwerkseinsatz und Versorgungslücke in der 7-tägigen Extremsituation des Wetterjahres 1997 für das Modelljahr 2030	106
Abbildung 73: Fernwärmefachfrage nach Verbrauchsgruppen	109
Abbildung 74: Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern	110
Abbildung 75: Nachfrage nach Wasserstoff und Folgeprodukten	111
Abbildung 76: Herkunft von Wasserstoff und Folgeprodukten	113
Abbildung 77: Einsatz biogener Energieträger	116
Abbildung 78: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Energiesektor	118
Abbildung 79: Jährliche durchschnittliche Investitionen im Energiesektor in Deutschland	121
Abbildung 80: Entwicklung der Strombereitstellungskosten	122
Abbildung 81: Wasserstoffimportkosten aus exemplarischen Weltregionen im Jahr 2045	127
Abbildung 82: Importkosten für Power-to-Liquid aus exemplarischen Weltregionen im Jahr 2045	128
Abbildung 83: Aggregierter Primärenergieverbrauch nach Energieträgern	129
Abbildung 84: Entwicklung der Importanteile am Primärenergiebedarf	130
Abbildung 85: Entwicklung der nationalen Treibhausgasemissionen und Klimaziele bis 2045	131
Abbildung 86: Technische CO ₂ -Reduktion und -Senken in den Sektoren Energie und Industrie	137
Abbildung 87: Brutto-Treibhausgasemissionen, CO ₂ -Vermeidungsoptionen sowie technische und natürliche Senken im Jahr 2045	138
Abbildung 88: Entwicklung der Netto-Treibhausgasemissionen nach Sektoren	139
Abbildung 89: Investitionsbedarf in das Onshore-Übertragungsnetz bis zu den Jahren 2030 und 2045	141
Abbildung 90: Investitionsbedarf in das Offshore-Übertragungsnetz bis zu den Jahren 2030 und 2045	142
Abbildung 91: Einordnung der Trassenlängen des Netzausbaus im Übertragungsnetz	143
Abbildung 92: Auswirkungen unterschiedlicher Allokations-Gewichtungen auf den erwarteten Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz	147
Abbildung 93: Investitionsbedarf in der HS-Ebene je Stützjahr (abgeleitet mittel Extrapolation)	148
Abbildung 94: Einordnung des berechneten Ausbaubedarfs in der HS-Ebene in die aktuelle Studienlandschaft	149
Abbildung 95: Investitionsbedarfe in der NS- und MS-Ebene je Stützjahr im Szenario KN100	150
Abbildung 96: Leitungsausbau je Spannungsebene im Szenario KN100 - Absolut und relativ zur Gesamtleitungslänge der jeweiligen Spannungsebene	151
Abbildung 97: Zu erwartende jährliche Erweiterung der NS-Stromkreislänge im Kontext der historischen Netzerweiterung	152
Abbildung 98: Aufteilung der Investitionen in der NS-Ebene je Stützjahr auf die einzelnen Strukturklassen	153

Abbildung 99: Mögliche Ausnutzung des Flexibilitätpotenzials	156
Abbildung 100: Gasverbräuche nach Gasfamilie und Verbrauchssektor	157
Abbildung 101: Illustrative Darstellung der Umstellung der Gasverteilnetze auf Wasserstoff.....	160
Abbildung 102: Verbrauch je Gasfamilie und Anteil der Wasserstoffbeimischung.....	161
Abbildung 103: Anteilige Umstellung von Gasverteilnetzen (energetisch).....	162
Abbildung 104: Zusammenhang zwischen energetischem und volumetrischem Anteil von Wasserstoff bei Beimischung in Methan (links). Abnahme der Transportkapazität bezogen auf 100 % Erdgas durch Wasserstoffbeimischung ins Erdgasnetz bei konstantem Druckverlust (rechts)	163
Abbildung 105: Energieverbräuche nach Gasfamilie	164
Abbildung 106: Annualisierte Kosten der Transportnetzinfrastruktur	165
Abbildung 107: Levelized costs of transmission je Gasfamilie	166
Abbildung 108: Übersicht zur Ausgestaltung der Pfadausprägungen	169
Abbildung 109: PKW-Bestand nach Pfadausprägung	171
Abbildung 110: Endenergieverbräuche der Pfadausprägungen für den PKW-Verkehr.....	172
Abbildung 111: Anteil von Strom am Endenergieverbrauch der Sonstigen Industrie	174
Abbildung 112: Endenergieverbräuche der Pfadausprägungen im Bereich Sonstige Industrie.....	175
Abbildung 113: Beheizungsstruktur der Pfadausprägungen in Wohngebäuden	176
Abbildung 114: Endenergieverbräuche der Pfadausprägungen im Gebäudesektor	177
Abbildung 115: Übersicht zentraler Ergebnisse des Hauptszenarios KN100.....	179
Abbildung 116: Übersicht zentraler Ergebnisse der Pfadausprägung „Efficient Electrons“	181
Abbildung 117: Übersicht zentraler Ergebnisse der Pfadausprägung „More Electrons“	182
Abbildung 118: Übersicht zentraler Ergebnisse der Pfadausprägung „Efficient Molecules“	184
Abbildung 119: Übersicht zentraler Ergebnisse der Pfadausprägung „More Molecules“	186
Abbildung 120: Einordnung der Pfadausprägungen auf den Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz	188
Abbildung 121: Ableitung der Investitionen in der NS-Ebene bei Variation der Anzahl von neuartigen Lasten in den Pfadausprägungen	190
Abbildung 122: Ableitung der Investitionen in der MS-Ebene bei Variation der Anzahl von neuartigen Lasten in den Pfadausprägungen	190
Abbildung 123: Energiesystemmodell DIMENSION - Inputs und Outputs	205
Abbildung 124: Modellendogene Erzeugungsrouten von Energieträgern in DIMENSION	207

Infoboxenverzeichnis

Infobox 1: Schienenpakt (Masterplan Schienenverkehr)	28
Infobox 2: Mikromobilität.....	29
Infobox 3: Regulatorischer Rahmen: RED II, Treibhausgasquote und PtL-Roadmap	40
Infobox 4: Elektromobilität und Ladeinfrastruktur.....	43
Infobox 5: Der Einfluss von Energieeffizienz auf den Endenergieverbrauch der Industrie	55
Infobox 6: Chemisches und mechanisches Kunststoffrecycling	57
Infobox 7: Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)	74
Infobox 8: Sektorale Bereitstellung klimaneutraler Brenn- und Kraftstoffe	84
Infobox 9: Modellierung von Photovoltaik auf Dächern	88
Infobox 10: Gesicherte Kraftwerksleistung im Jahr 2030	90
Infobox 11: Umlage von Finanzierungslücken	123
Infobox 12: Umlage von Netzkosten	124
Infobox 13: Entwicklung der Energieimporte	130
Infobox 14: LULUCF-Sensitivität.....	133
Infobox 15: CO ₂ -Infrastrukturen	135
Infobox 16: Recarbonatisierung von Beton	136
Infobox 17: Flexibilität in der Netzplanung	155
Infobox 18: Verfügbarkeit flüssiger synthetischer Energieträger bis 2030	187

Anhang A: EWI Energiesystemmodell DIMENSION

Das Energiesystemmodell DIMENSION minimiert sektorenübergreifend die kurz- und langfristigen Bereitstellungskosten aller Energieträger im europäischen Energiesystem bei gegebenen Emissionsminderungszielen. Der aggregierte Energiebedarf der Endenergieverbrauchssektoren wird im Modell kostenminimal und unter Berücksichtigung von Klimazielen gedeckt. Dabei ermittelt das Modell die zur Deckung der Nachfragen nach Strom, Wärme und synthetischen Brennstoffen in Europa nötigen Kraftwerks- und Erzeugungskapazitäten und deren zeitlich aufgelösten Einsatz. Weiterhin werden Importe von Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukten aus dem außereuropäischen Ausland abgebildet. Das Modell ermöglicht somit eine sektorenübergreifende Optimierung der Energiebereitstellung. Das Modell DIMENSION wurde am EWI entwickelt, eine detaillierte Methodik und Modellbeschreibung findet sich in der in den dazu publizierten wissenschaftlichen Papieren (Richter, 2010; Helgeson & Peter, 2020; Helgeson, 2021).

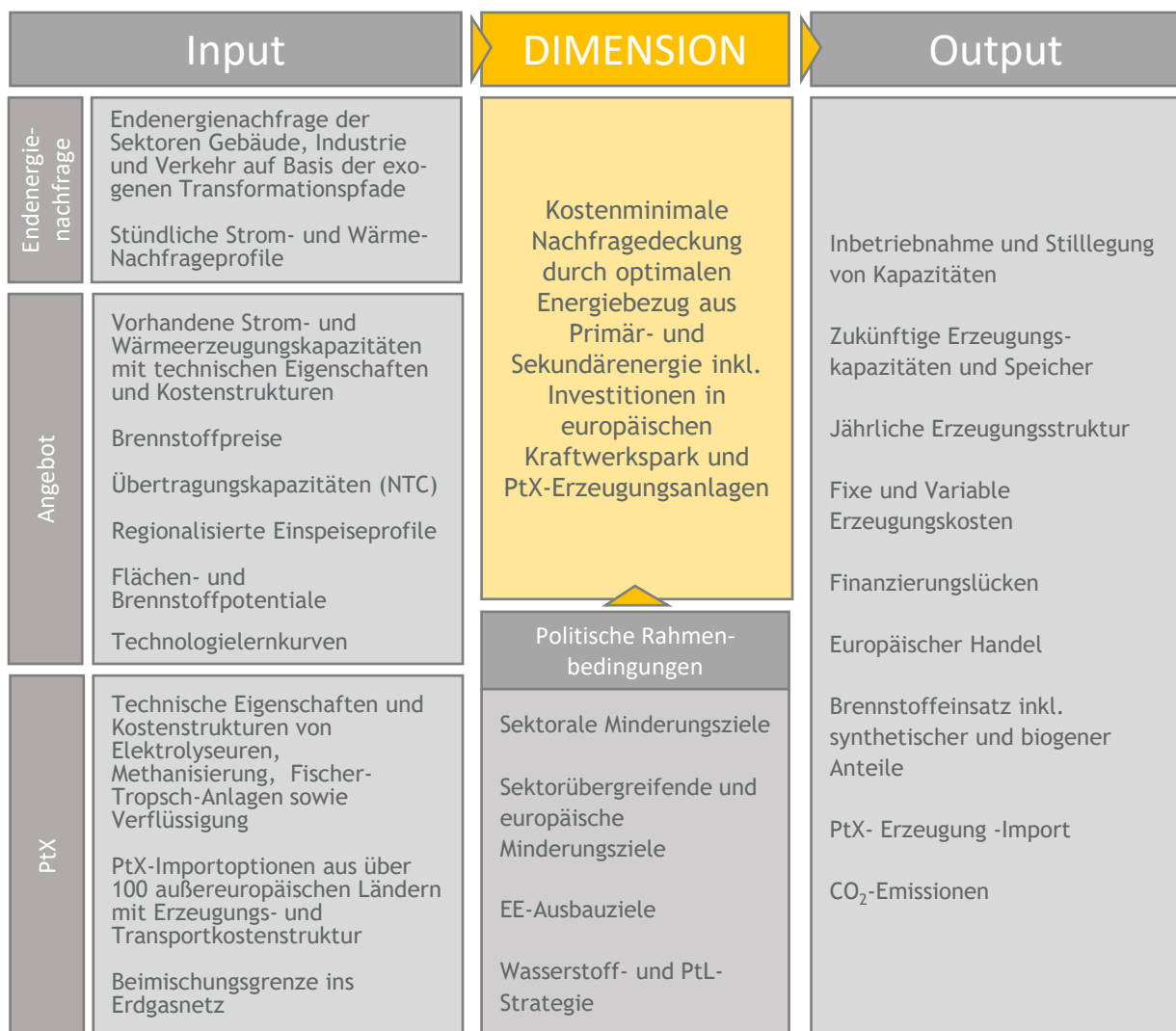


Abbildung 123: Energiesystemmodell DIMENSION - Inputs und Outputs

Abbildung 123 gibt einen Überblick über die Eingangsdaten, zentrale Annahmen und mögliche Auswertungsgrößen.

Endenergienachfragen

Zur Ermittlung der Endenergienachfragen, die durch den Energiesektor gedeckt werden müssen, wurde im Rahmen der dena-Leiststudie „Aufbruch Klimaneutralität“ für jeden Endverbrauchssektor bottom-up ein Transformationspfad entwickelt. Die Transformationspfade bilden sektorspezifische Annahmen und Randbedingungen ab und werden als Endenergienachfragen nach Gasen, Ölen, Kohlen, Strom, Fernwärme, Biomassen und sonstigen Energieträgern an das Modell übermittelt. Zusätzlich werden in den Transformationspfaden die Kosten für die in den Sektoren anfallenden Investitionen betrachtet. Die Stromnachfragen werden anwendungsspezifisch (z. B. für Wärmepumpen, verschiedene Verkehrsträger oder Industrieprozesse) aufgeschlüsselt übergeben und mit anwendungsspezifischen Lastprofilen verrechnet, um die aggregierte stündliche Stromnachfrage zu ermitteln. Profile für temperaturabhängige Lasten (Wärmepumpen oder andere Heiznachfragen) werden anhand des bevölkerungsgewichteten Temperaturmittels für das Jahr 2015 berechnet.

Strom- und Wärmeerzeugung

Die Nachfragen nach Strom und Wärme werden durch den Kraftwerkspark (inkl. Erneuerbaren Energien) sowie den Stromhandel stundenscharf gedeckt. DIMENSION bildet die Strommärkte von 28 europäischen Ländern integriert ab (EU-28 ohne Malta und Zypern, aber inklusive Norwegen und Schweiz). Analog zur Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland erfolgen Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten in anderen europäischen Ländern. Die Entwicklung des Stromaustauschs zwischen Nachbarländern ergibt sich als Marktergebnis. Stromhandel zwischen Ländern wird stündlich abgebildet und findet bei unterschiedlichen Großhandelspreisen statt. Der Austausch ist beschränkt auf exogen bestimmte Interkonnektorenkapazitäten zwischen den entsprechenden Ländern.

Für die Abbildung von Strom aus EE-Anlagen werden modellseitig 70 typische Wind- und 60 typische Photovoltaik-Regionen für Europa abgebildet. Die Regionen unterscheiden sich in ihrer Standortgüte und damit im Verlauf ihrer stündlichen Wind- und Solarprofile. Auch diese wurden auf Basis von Wetterdaten des Jahres 2015 berechnet. Eine Photovoltaik-Anlage in Süddeutschland erreicht bspw. eine höhere Erzeugung als eine Anlage in Norddeutschland. Die regionalen Flächenpotenziale übersetzen sich in Verbindung mit regionalen flächenabhängigen Leistungsfaktoren in eine regionale Leistungsobergrenze. Darüber hinaus ist der Technologiezubau in den Regionen durch jährliche Zubaugrenzen beschränkt. Aufgrund der regionalen Begrenzung von Windenergie und Photovoltaik in der Gesamtleistung sowie im jährlichen Zubau wird nicht immer die kostengünstigste Technologie am vorteilhaftesten Standort zugebaut. Stattdessen werden Investitionen in ein Technologiebündel an EE getätigt. Die Potenzialausschöpfung in einer Region kann u. a. dazu führen, dass mit fortschreitendem Betrachtungszeitraum Investitionspräferenzen zwischen Technologien wechseln. Eine steigende Ausschöpfung der Potenziale kann darüber hinaus zu einem Anstieg der Stromgestehungskosten führen, da

zunehmend Regionen mit geringerer Standortgüte bebaut werden, welche höhere Vollkosten pro Einheit Strom haben. Das Biomasse-Gesamtpotenzial für Deutschland übersetzt sich im Modell in eine Mengenrestriktion der **Biomassenutzung** (fest, gasförmig und flüssig) über alle Sektoren. Biomasse als THG-Minderungsoption ist im Energiesystem damit ein knappes Gut, welches unter den Sektoren konkurrierend genutzt wird.

Bereitstellung von Gasen und Ölen

Die Nachfrage nach anderen Energieträgern, insbesondere Gasen und Ölen kann über eine konventionelle oder eine synthetische modellendogene Erzeugungsrouten gedeckt werden.

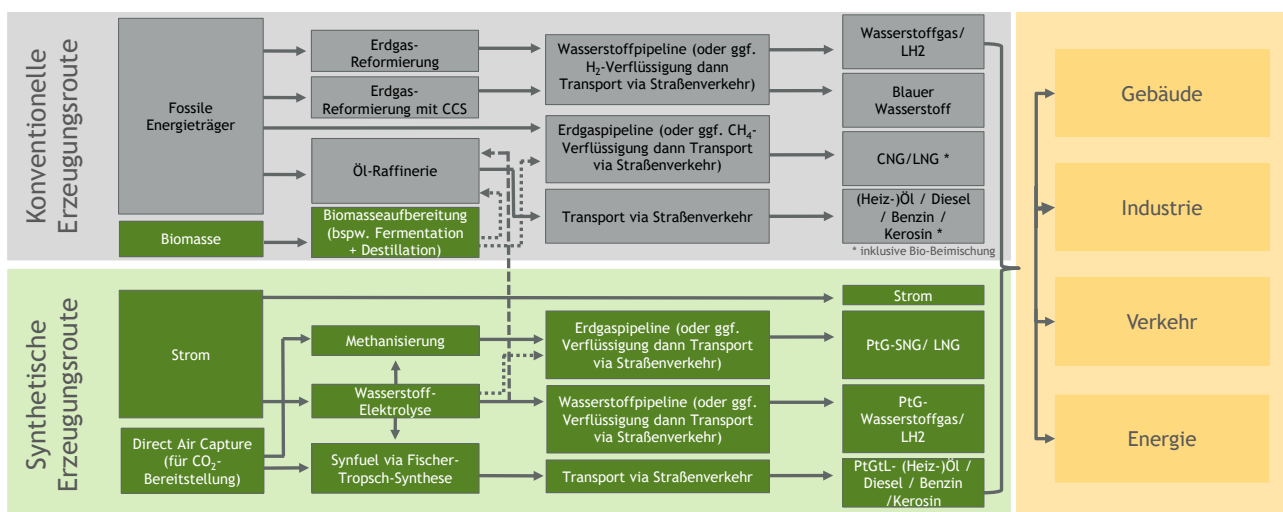


Abbildung 124: Modellendogene Erzeugungsrouten von Energieträgern in DIMENSION

Die Primärenergie der konventionellen Erzeugungsrouten stammt aus fossilen Energieträgern oder Biomasse, während in der synthetischen Erzeugungsrouten grüner Strom als Primärenergie eingesetzt wird. Zur Reduktion der Treibhausgasemissionen können in DIMENSION modellendogene konventionelle durch klimaneutrale synthetische Energieträger ersetzt werden. Synthetische Energieträger im Sinne des Modells sind zum einen aus Elektrolyse hergestellter Wasserstoff und zum anderen Wasserstoff-Folgeprodukte. Wasserstoff kann entweder direkt als Energieträger in den Endverbrauchssektoren zum Einsatz kommen, als Substitut für grauen Wasserstoff in der konventionellen Erzeugungsrouten genutzt werden oder unter Einsatz von mittels Direct Air Capture aus der Umgebungsluft gewonnenem CO₂ in ein klimaneutrales Folgeprodukt umgewandelt werden. Zum einen kann via Methanisierung synthetisches Erdgas hergestellt werden, welches als SNG oder LNG die Nachfrage der Endverbrauchssektoren decken kann. Zum anderen kann durch Fischer-Tropsch-Synthese eine Vielzahl flüssiger Powerfuels wie Diesel, Benzin oder Kerosin zur Deckung der Nachfrage aus den Endverbrauchssektoren erzeugt werden. Neben der modellendogenen Erzeugung von Wasserstoff und seinen Folgeprodukten können diese auch zu vorgegebenen Kosten und verfügbaren Mengen importiert werden. Grundlage für diese **exogene Importroute** ist eine am EWI entwickelte Bottom-Up Analyse zu Gestehungskosten von grünem Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukten für 113 Länder (Brändle et al., 2020; Schulte et al., 2021; Moritz & Schöfnisch, 2021). Für die Produktionsanlagen gilt die Annahme,

dass die notwendige Elektrizität aus einer dedizierten EE-Stromerzeugungsanlage (Onshore Wind, Offshore Wind oder Photovoltaik) stammt und ein Niedertemperatur-Elektrolyseur zur Herstellung von Wasserstoff verwendet wird. Für die Erzeugung von Wasserstoff-Folgeprodukten wird ein Wasserstoffspeicher zwischen Elektrolyse und der jeweiligen Erzeugungsanlage berücksichtigt. Mithilfe des Speichers lässt sich die aufgrund der variablen EE-Stromerzeugung schwankende Wasserstoffproduktion des Elektrolyseurs ausgleichen und nachgelagerte Prozesse somit besser auslasten. EE-Anlage, Elektrolyseur, Speicher und Erzeugungsanlage für Folgeprodukte werden hinsichtlich Ihrer Dimensionierung und Ihres Einsatzes integriert optimiert und die Größe der unterschiedlichen Komponenten optimal aufeinander abgestimmt, um möglichst niedrige Gesteungskosten zu erzielen. Die Bereitstellungskosten von CO₂ mittels Direct Air Capture werden ebenfalls berücksichtigt. Neben den Produktionskosten der Energieträger im jeweiligen Land betrachtet die Analyse auch die für den Transport nach Deutschland anfallenden Kosten. Darüber hinaus wurden länderspezifische Finanzierungskosten (Weighted Average Cost of Capital, WACC) berücksichtigt, um den Einfluss von Investitionsrisiken abzubilden.

Klimaziele und kosteneffiziente CO₂-Vermeidung

Neben der Deckung der Nachfragen aus den Endenergieverbräuchen sind die Emissionsminderungsziele eine der zentralen Randbedingungen des Modells. In DIMENSION gelten die Minderungsziele als jährliche Mengenbeschränkung hinsichtlich der Treibhausgasemissionen. Die Emissionen ergeben sich aus dem nationalen Verbrauch fossiler Brennstoffe gewichtet mit dem jeweiligen CO₂e-Gehalt. Hinterlegt werden können zum einen sektorscharfe Emissionsziele. Diese können dann vom Modell erreicht werden, indem die Strom- und Wärmeerzeugung dekarbonisiert wird oder Endenergienachfragen nach öl- oder gasbasierten Energieträgern über klimaneutrale Substitute biogener oder synthetischer Natur gedeckt werden. Zum anderen können sektorübergreifende oder länderübergreifende Ziele festgelegt werden, die dann zu überproportionalen Minderungen in Teilbereichen führen können.

Im Rahmen dieser Studie muss zudem berücksichtigt werden, dass Investitionsentscheidungen in den Endenergieverbrauchssektoren (z. B. Fahrzeuge, Anlagen, Effizienzmaßnahmen) bereits ex-ante in den Transformationspfaden getroffen werden. Die Treibhausgasminderung kann insofern nur in diesem gesetzten Rahmen als kostenoptimal bezeichnet werden.

Durch die Bilanzierung von Treibhausgasemissionen nach Quellprinzip können Stromimporte zur Erfüllung nationaler Klimaziele beitragen. Diese Art der Bilanzierung entspricht dem Konzept des Klimaschutzgesetzes 2021. Ein steigender Bedarf an Stromimporten aus dem Ausland führt durch die Berücksichtigung von europäischen Klimazielen jedoch nicht zu Emissionen im Gesamtsystem. Diese sorgen mit fortschreitendem Betrachtungszeitraum darüber hinaus dafür, dass im europäischen Stromsektor immer mehr Emissionsvermeidungsoptionen zum Einsatz kommen. Je mehr sich die CO₂-Intensität der deutschen und der Stromerzeugung des EU-Auslands annähern, umso weniger sind die nationalen Klimaziele ein treibender Faktor für Stromimporte. Vielmehr wird Stromhandel ab diesem Zeitpunkt durch die Deckung von Angebot und Nachfrage bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien im europäischen Strommarkt getrieben.

Anhang B: ef.Ruhr Stromnetzmodell

Bestimmung des Netzausbaubedarfs in der NS- und MS-Ebene

Die Berechnung des Ausbaubedarfs in der MS- und NS- Ebene erfolgt anhand eines automatisierten Netzausbauprozesses. Hierbei wird zunächst das betrachtete Szenario auf die Gemeindeebene regionalisiert. Auf Basis der Regionalisierung werden dann im Zuge einer Clusterung repräsentative Gemeinden ermittelt. Im Rahmen von Detailnetzbetrachtungen werden im darauffolgenden Schritt Netzstrukturen innerhalb der repräsentativen Gemeinden analysiert und entsprechend der zukünftigen Versorgungsaufgabe ausgebaut. Die Ergebnisse der Detailnetzbetrachtungen werden letztlich innerhalb der Cluster und auf Gesamtdeutschland hochgerechnet.

Der nachfolgend beschriebene Ansatz wurde bereits im Rahmen verschiedener Netzausbaustudien genutzt und wird sukzessive weiterentwickelt. Eine detaillierte Beschreibung der angewandten Methodik findet sich in den entsprechenden Studien (Agora, 2019; ef.Ruhr, 2017; EWI, 2018; EWI & ef.Ruhr, 2018; ef.Ruhr et al., 2021).

Regionalisierung und netzplanerische Berücksichtigung der Treiber des Netzausbaus

Ausgehend von den Mantelzahlen des betrachteten Szenarios werden die einzelnen Treiber des Netzausbaus anhand spezifischer Regionalisierungsschlüssel verteilt. Eine Übersicht der berücksichtigten Treiber, der entsprechenden Regionalisierungsschlüssel sowie der angenommenen Anschlussleistung, Gleichzeitigkeit, Steuerung, Spitzenkappung und Bündelung von Treibern im Rahmen der folgenden Analyse wird begleitend zu diesem Gutachten zum Download bereitgestellt.

Im Bereich der Lasten stellt die steigende Anzahl von Elektrofahrzeugen einen entscheidenden Treiber des Verteilnetzausbaus, insbesondere in den unteren Spannungsebenen, dar. Der Einfluss der Elektromobilität auf die Belastung der Netze ergibt sich aus der entsprechend erforderlichen Ladeinfrastruktur. Die bedarfsgerechte Dimensionierung der Ladeinfrastruktur und damit die Ausgestaltung lokaler Ladeinfrastrukturkonzepte kann regional sehr unterschiedlich ausfallen. Entscheidend ist hier neben den lokalen stadtgeografischen Begebenheiten die lokale Zusammensetzung der Nutzer- und Ladebedarfsstruktur. Ein feingranularer Ansatz, welcher diese regionalen Unterschiede berücksichtigt, ist sehr daten- und rechenintensiv und damit im Rahmen dieser Studie nicht zielführend. Angewandt wird daher an dieser Stelle ein pauschaler Ansatz auf Basis der Empfehlungen der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE, 2018) hinsichtlich der Ausgestaltung einer bedarfsgerechten öffentlichen Ladeinfrastruktur. Hierbei wird der deutschlandweite Bedarf verschiedener Ladeinfrastrukturtypen anhand der Gesamtzahl von Elektrofahrzeugen ermittelt. Entsprechend der NPE-Empfehlung wird angenommen, dass je 16,5 Fahrzeugen ein AC-Ladepunkt und je 165 Fahrzeugen ein DC-Ladepunkt benötigt wird. Aktuelle Auswertungen zeigen, dass ca. 90 % der heutigen Elektrofahrzeuge einen privaten Stellplatz besitzen und somit potenziell die Möglichkeit zur Aufstellung einer heimischen Wallbox haben (dena & Prognos, 2020). Dies wird im Rahmen dieser Studie entsprechend berücksichtigt. Des

Weiteren wird angenommen, dass alle gewerblich genutzten Fahrzeuge über eine eigene Wallbox verfügen.

Aktuelle Studien zeigen, dass eine Steuerung von Ladevorgängen und dessen planerische Berücksichtigung ein hohes Potenzial zur Reduzierung der erforderlichen Netzausbauinvestitionen besitzt (Agora, 2019; ef.Ruhr et al., 2021). Im Rahmen dieser Studie wird angenommen, dass die entsprechenden technischen, rechtlichen und regulatorischen Voraussetzungen (beispielsweise die Ausgestaltung von §14a EnWG und eine entsprechende IKT-Anbindung der Ladepunkte) gegeben sind und somit eine planerische Berücksichtigung des gesteuerten Ladens möglich ist. Die planerische Berücksichtigung des gesteuerten Ladens erfolgt mittels eines hybriden Ansatzes. Auf Basis einer Zeitreihenbetrachtung wird zunächst das Potential zur Reduktion der maximalen Netzbelastung für jedes Gemeindecluster mittels einer residuallastglättenden Steuerung von Ladevorgängen ermittelt. Berücksichtigt wird hierbei eine vollständige Ladung der Fahrzeuge im Rahmen der individuellen Standzeiten. Das ermittelte Reduktionspotential wird dann im Rahmen der Netzbetrachtung als Reduktionsfaktor für die netzplanerisch berücksichtigte Anschlussleistung und Gleichzeitigkeit integriert.

Clustering

Im Zuge der netzplanerischen Bewertung der NS- und MS-Ebenen erfolgt eine Clustering der Gemeinden Deutschlands. Durch die anschließende Auswahl und Betrachtung von repräsentativen Netzstrukturen der jeweiligen Cluster ist es möglich, durch eine Bewertung vergleichsweise weniger Netze, Aussagen über das gesamte Cluster zu tätigen. Die Clustering der Gemeinden erfolgt in einem ersten Schritt durch eine Einteilung in Strukturklassen. Diese entsprechen der europäischen Definition des „Degree of Urbanisation“ (Eurostat, 2011). Es ist anzunehmen, dass die Netzinfrastruktur innerhalb dieser Strukturklassen strukturelle Ähnlichkeiten aufweist.

In einem zweiten Schritt erfolgt innerhalb der definierten Strukturklassen eine Clustering der entsprechenden Gemeinden anhand der zukünftigen Versorgungsaufgabe. Die Clustermerkmale sind hierbei für jede Strukturklasse spezifisch. Die begleitend zu diesem Gutachten zum Download bereitgestellte Übersicht enthält eine Auflistung der Clustermerkmale je Strukturklasse.

Ausbau

Zur Bestimmung des zu erwartenden Investitionsbedarfs in der NS- und MS- Ebene erfolgt zunächst die Ermittlung der zukünftigen Versorgungsaufgabe der betrachteten Netze entsprechend des Szenarios. Anschließend wird mittels eines automatisierten Planungs- und Ausbauprozesses (Wagner, 2018) der Zustand der Netze bewertet, mögliche Netzengpässe identifiziert und ein entsprechender Netzausbau angegeben. Jedes betrachtete Netz basiert auf realen Netzdaten und wird im Zuge des Prozesses im Detail analysiert. Folglich werden bei der Betrachtung der Netze keine Vereinfachungen oder Reduktionen der Netztopologie dieser Netze vorgenommen. Berücksichtigt werden sowohl Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes als auch der thermischen Grenzen von Transformatoren und Leitungen. Abschließend erfolgt die monetäre

Bewertung der erforderlichen Maßnahmen. Der Ablauf dieses Prozesses, wird in Abbildung 11 schematisch dargestellt und im Folgenden im Detail erläutert.

Zu Beginn der Modellierung werden dem betrachteten Netz zunächst die szenarioabhängigen Zubauprognosen zugewiesen. Die Beschreibung der Versorgungsaufgabe erfolgt hierbei zunächst auf Gemeindeebene. Innerhalb einer Gemeinde wird die Zubauprognose über typische Leistungsklassen je Netznutzertyp in diskrete Anlagen überführt und diese innerhalb eines Netzgebietes verteilt. Die Summe der im Netz vorhandenen und prognostizierten Einspeiser und Lasten beschreibt unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeiten, einer Steuerung von Netznutzern, die zu beherrschende Versorgungsaufgabe in den betrachteten Verteilnetzen.

Die untersuchten Netzgebiete repräsentieren den aktuellen Bestand an Netzinfrastruktur und bedienen unterschiedliche Versorgungsaufgaben. Die im zweiten Schritt durchgeführte Prüfung des Netzzustandes ermöglicht die Identifikation eines Ausbaubedarfes auf Basis der prognostizierten Versorgungsaufgabe für die unterschiedlichen Netzgebiete. Der Zustand der Netze wird hierbei entsprechend des Status quo für netzauslegungsrelevante Extremfälle bewertet. Zum einen für den Fall einer hohen Lastsituation (Starklastfall) und zum anderen für den Fall einer hohen Einspeisesituation (Rückspeisefall). Da in NS-Netzen der (n-1)-sichere Anschluss von Verbrauchern nicht vorgesehen ist, wird ein solcher in der Bewertung auch nicht berücksichtigt. In der MS-Ebene wird diese durch eine maximale tolerierte Belastung der Betriebsmittel von 50 % im Starklastfall angenommen. Werden thermisch überlastete Betriebsmittel oder Verletzungen des Spannungsbandes identifiziert, ist es notwendig das Netz aus- bzw. umzubauen. Im Rahmen der Prüfung sowie nach jeder durchgeführten Ausbaumaßnahme erfolgt zunächst eine Optimierung der Transformatorstufung. Erst nach Ausschöpfung dieser Möglichkeit und einer weiterhin bestehenden Engpasssituation oder Spannungsbandverletzung erfolgt eine Verstärkung des Netzes.

Die Verstärkung des Netzes erfolgt durch Standard-Netzausbauvarianten entsprechend der heutigen Praxis. Unterschieden wird hierbei zwischen einer thermischen Engpasssituation und einer Spannungsbandverletzung. Im Falle einer thermischen Engpasssituation wird das betroffene Betriebsmittel entweder verstärkt oder durch parallele Betriebsmittel ergänzt. Im Falle einer Spannungsbandverletzung wird der betroffene Leitungsstrang aufgetrennt und in zwei unkritische Stränge überführt. Die hierbei genutzten Standardbetriebsmittel sind in der Übersicht der zugrundeliegenden Parameter und Annahmen, welche begleitend zu diesem Gutachten zum Download bereitgestellt wird, aufgelistet. Die untersuchten Szenarien gehen teilweise von einem massiven Zuwachs an dezentralen Erzeugungsanlagen und neuen elektrischen Lasten aus, die nach der Zuteilung in einzelne Netze teilweise die gegenwärtig dort verortete Leistung um ein Vielfaches übersteigen. Aufgrund von technischen und räumlichen Restriktionen ist eine beliebige Erweiterung der bestehenden Netzinfrastruktur für derartig hohe Zubauleistungen nicht immer möglich. Daher erfolgt eine Begrenzung der maximal möglichen Anzahl von parallelen Betriebsmitteln. Im Rahmen der vorliegenden Studie wird dies als Grenze des Netzausbaus verstanden. Übersteigt die zukünftige Versorgungsaufgabe die Möglichkeiten des Netzausbaus, sind Netzneubaumaßnahmen erforderlich. Diese gehen in der Realität zum Teil mit Umstrukturierungen von Netzgebieten einher. In der Studie wird dieser Aspekt methodisch

berücksichtigt, indem in solchen Fällen die Zubauprognose des betroffenen Netzgebietes prozentual reduziert wird. Das Netz wird somit im Rahmen des möglichen Netzausbaus zunächst für die reduzierte Zubauprognose ausgebaut und somit die Grenzen von Netzausbaumaßnahmen berücksichtigt. Für den nicht zugeteilten Anteil der Prognose ist eine entsprechende parallele Netzinfrastruktur gemäß des aktuell analysierten Netzgebietes erforderlich. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die neue Versorgungsaufgabe des Netzes, die „alte“ Versorgungsaufgabe um ein vielfaches übersteigt. Praktisch ist die Netzverstärkung dann nicht ausreichend und eine zusätzliche parallele Netzinfrastruktur wird benötigt, um die Versorgungsaufgabe zu erfüllen. Diese parallele Infrastruktur entspricht dann dem notwendigen Netzneubau in einem betrachteten Netzgebiet.

Die monetäre Bewertung der netztechnischen Maßnahmen erfolgt anhand der in der Übersicht der zugrundeliegenden Parameter und Annahmen aufgeführten Betriebsmittelinvestitionen, welche begleitend zu diesem Gutachten zum Download bereitgestellt wird. Diese beinhalten neben den Investitionen für die Betriebsmittel selbst auch solche Maßnahmen, die beispielweise die Planung, Errichtung oder Tiefbauarbeiten umfassen. Zusätzliche Investitionen oder auch betriebliche Aufwendungen für die Umsetzung eines gesteuerten Ladens sind hingegen in dem ausgewiesenen Investitionsbedarf nicht enthalten. Eine Reduktion des Bedarfs und Synergien durch zum Beispiel zeitgleiches Verlegen mehrerer paralleler Betriebsmittel werden nicht berücksichtigt. Damit bleiben die längenbezogenen Kosten wie zum Beispiel für Tiefbauarbeiten konstant. Folglich könnten hier Einsparungen realisiert werden, wenngleich die Ausbaumaßnahmen im Wesentlichen hiervon nicht berührt sind. Für das Nutzen eventueller Synergien muss jedoch zum entsprechenden Planungszeitpunkt eine zukünftige Versorgungsaufgabe mit entsprechendem Planungshorizont bekannt sein.

Nach erfolgter netzplanerischer Bewertung der ausgewählten Netze, werden die Ergebnisse innerhalb der Cluster anhand der Gemeindeflächen auf die Landesebene hochgerechnet und abschließend in den Strukturklassen zusammengefasst. Im Ergebnis liegt dann der Netzausbaubedarf je Strukturklasse für Gesamtdeutschland vor. Zu berücksichtigen ist hierbei, dass es aufgrund dieses Ansatzes der Hochrechnung nur bedingt möglich ist, Rückschlüsse auf einzelne Gemeinden oder kleinere Netzgebiete zu ziehen. Regionale Spezifika werden zwar in den Detailanalysen berücksichtigt, können jedoch durch den Ansatz der flächenbezogenen Mittelung im Laufe der Hochrechnung nicht weitergehend dargestellt werden.