

# **Treibhausgasneutralität in Deutschland bis 2045**

**Ein Szenario aus dem Projekt SCI4climate.NRW**

**SCI4climate.NRW** ist ein vom Land Nordrhein-Westfalen gefördertes Forschungsprojekt zur Unterstützung der Entwicklung einer klimaneutralen und zukunftsfähigen Industrie bis zum Jahr 2045. Das Projekt ist innerhalb der Initiative IN4climate.NRW unter dem Dach der Landesgesellschaft NRW.Energy4Climate verankert und repräsentiert die Seite der Wissenschaft. Das Projekt erforscht die technologischen, ökologischen, ökonomischen, institutionellen und infrastrukturellen Systemherausforderungen für produzierende Unternehmen in Nordrhein-Westfalen. Im Rahmen des Projekts werden in einem transdisziplinären Prozess gemeinsam mit Partner\*innen aus Industrie und Wissenschaft mögliche Pfade und deren Auswirkungen hin zu einer klimaneutralen Industrie erforscht.



### **Bibliographische Angaben**

Herausgeber: SCI4climate.NRW  
Veröffentlicht: 7. März 2023  
Autor\*innen: Larissa Doré, Manfred Fishedick, Andreas Fischer, Thomas Hanke, Georg Holtz, Christine Krüger, Stefan Lechtenböhmer, Sascha Samadi, Mathieu Saurat, Clemens Schneider, Annika Tönjes (in alphabetischer Reihenfolge)  
Kontakt: Sascha Samadi (sascha.samadi@wupperinst.org)  
Bitte zitieren als: SCI4climate.NRW 2023: Treibhausgasneutralität bis 2045 – Ein Szenario aus dem Projekt SCI4climate.NRW. Wuppertal Institut & Institut der deutschen Wirtschaft

## Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>4</b>
<b>Verzeichnis der Kästen</b> .....	<b>6</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>7</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>8</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>9</b>
<b>2 Überblick über das Szenario S4C-KN</b> .....	<b>11</b>
2.1 Grundannahmen und Storyline des Szenarios.....	11
2.2 Emissionspfad und Zielbild im Jahr 2045 .....	12
2.3 Primärenergieverbrauch.....	17
2.4 Erdgasverbrauch .....	18
<b>3 Entwicklungen in den einzelnen Sektoren</b> .....	<b>21</b>
3.1 Industrie.....	21
3.1.1 Stahlindustrie .....	24
3.1.2 Chemische Industrie .....	29
3.1.3 Zementindustrie .....	35
3.1.4 Sonstige Grundstoffindustrie .....	41
3.1.5 Weitere Branchen .....	45
3.2 GHD und private Gebäude.....	45
3.2.1 Sektor übergreifende Annahmen für die Modellierung der Energienachfrage in den Nachfragesektoren private Haushalte und GHD .....	46
3.2.2 Entwicklung der Energieverbräuche im Wärmebereich der privaten Haushalte .....	48
3.2.3 Entwicklung der Energieverbräuche im GHD-Sektor.....	50
3.2.4 Maßnahmen zur Minderung der Energiebedarfe in den Nachfragesektoren private Haushalte und GHD im Szenario S4C-KN.....	53
3.3 Verkehr .....	53
3.4 Umwandlungssektor .....	57
3.4.1 Annahmen und Eingangsdaten für die Modellierung des Umwandlungssektors ....	57
3.4.2 Szenarioergebnisse für den Umwandlungssektor .....	62
3.5 Abfallwirtschaft, Landwirtschaft und LULUCF-Sektor.....	73
<b>4 Ausgewählte Schwerpunktanalysen zur Transformation des Industriesektors</b> .....	<b>74</b>
4.1 Szenario-Varianten zur Entwicklung der Raffinerien .....	74
4.1.1 Hauptszenario „Import grüner Kraftstoffe und Feedstocks“ .....	76
4.1.2 Variante „Fossile Feedstock-Raffinerien“ .....	79
4.1.3 Variante „Grüne NRW-Fischer-Tropsch-Raffinerie“ .....	81
4.1.4 Nicht untersuchte weitere mögliche Varianten .....	83
4.1.5 Vergleich und Bewertung der Szenarien bzw. Varianten .....	84

4.2	Unsicherheit über die zukünftigen Grundstoff-Produktionsmengen in Deutschland .....	89
4.3	Energetische und emissionsseitige Implikationen einer inländischen CO <sub>2</sub> -Nutzung für die Herstellung von Kraftstoffen und chemischen Grundstoffen.....	92
4.3.1	Klimaneutrales Energiesystem .....	93
4.3.2	Übergangsphase .....	99
4.3.3	Standorte ohne Möglichkeit für CCS .....	102
4.3.4	Fazit zur inländischen Nutzung von CO <sub>2</sub> .....	103
4.4	Voraussetzungen für eine deutliche Erhöhung des Sekundärstahl-Anteils .....	104
4.4.1	Schrott als zentraler Rohstoff der zukünftigen Stahlproduktion.....	104
4.4.2	Das Problem des Downcyclings .....	105
4.4.3	Verunreinigen im Schrott beseitigen.....	106
4.4.4	Schrottexporte .....	107
4.4.5	Fazit zur Steigerung der Sekundärstahlproduktion .....	108
4.5	Notwendige Rahmenbedingungen und politische Weichenstellungen für eine erfolgreiche Industrie-Transformation .....	109
4.5.1	Ausbau grüner Energieversorgung .....	110
4.5.2	Preissignale und Förderung .....	116
4.5.3	Schaffung von Nachfrage .....	119
4.5.4	Unterstützung der Kreislaufwirtschaft .....	121
<b>5</b>	<b>Fazit.....</b>	<b>123</b>
	<b>Anhang – Darstellung der verwendeten und in Entwicklung befindlichen Modelle .....</b>	<b>127</b>
I	Übersicht über verwendete Modelle.....	127
II	ESM – Energiebereitstellung.....	128
III	Modellierung der Nachfragesektoren der privaten Haushalte und Gewerbe, Dienstleistungen, Handel (GHD).....	130
IV	EDM-Industry.....	133
V	Verkehrsmodell EDM-T.....	135
VI	In Entwicklung befindliches Stahl-Stock-Modell des Wuppertal Instituts .....	135
	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>138</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Zeitliche Entwicklung der Treibhausgasemissionen des Gesamtsystems (ohne LULUCF und ohne Anrechnung von Negativemissionen durch den Import von grünem Naphtha).....	13
Abbildung 2: CO <sub>2</sub> -Bilanz des Gesamtsystems im Jahr 2045 .....	15
Abbildung 3: Überblick über verbleibende zentrale Kohlenstoffflüsse im klimaneutralen Zielsystem, Jahr 2050 .....	16
Abbildung 4: Primärenergieverbrauch (inkl. nicht-energetischem Verbrauch) .....	18
Abbildung 5: Erdgasbedarf im Szenario und abgeschätzte Verfügbarkeit im Jahr 2025 .....	19
Abbildung 6: Entwicklung der Produktionsmengen ausgewählter energie- und THG-intensiver Grundstoffprodukte .....	21
Abbildung 7: Entwicklung des Endenergieeinsatzes in der Industrie (inkl. Kokereien & Raffinerien). .	23
Abbildung 8: Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen der Industrie (ohne grünes Naphtha) .....	24
Abbildung 9: Entwicklung der Eisen- und Stahl-Kapazitäten .....	25
Abbildung 10: Anteile verschiedener Rohstahl-Produktionsrouten in ausgewählten Szenarien .....	26
Abbildung 11: Entwicklung des Primär- und Endenergieeinsatzes in der Stahlindustrie.....	27
Abbildung 12: Endenergiebedarf und Dampfbereitstellung nach Energieträgern in der chemischen Industrie .....	31
Abbildung 13: THG-Emissionen der chemischen Industrie in Deutschland (Scope 1) .....	32
Abbildung 14: Produktion von High-Value Chemicals (HVC) nach Routen .....	33
Abbildung 15: Anteile des HVC-Outputs nach Feedstock/Route in ausgewählten Szenarien .....	34
Abbildung 16: Entwicklung des Bindemittelportfolios.....	37
Abbildung 17: Entwicklung der Zementbestandteile (ohne neue Bindemittel).....	38
Abbildung 18: Entwicklung der Produktionskapazität für Zementklinker und Vergleich zur Klinkerproduktion .....	39
Abbildung 19: Anteile der mit CO <sub>2</sub> -Abscheidung ausgestatteten Zementklinker-Produktionsstandorte in ausgewählten Szenarien .....	40
Abbildung 20: Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Mengen in der Zementindustrie .....	41
Abbildung 21: Endenergieeinsatz in der Kalkindustrie, inklusive Strombedarf der CO <sub>2</sub> -Abscheidung .	42
Abbildung 22: Endenergieeinsatz in der Glasindustrie .....	43
Abbildung 23: Gegenwärtige Verteilung der Nutzenergiebedarfe auf Energieträger in der deutschen Nahrungsmittelindustrie sowie den sonstigen Industriebranchen.....	45
Abbildung 24: Struktur der Endenergieträger für die Anwendungen Raumwärme und Warmwasser der privaten Haushalte .....	50
Abbildung 25: Endenergieträgerstruktur für den Sektor GHD (alle Anwendungen und Branchen) .....	51
Abbildung 26: Entwicklung des Energieträgermixes im Gebäudesektor für Raumwärme und Warmwasser in ausgewählten Szenarien .....	52

Abbildung 27: Entwicklung des Modal Split im landgebundenen motorisierten Personenverkehr in ausgewählten Szenarien .....	54
Abbildung 28: Entwicklung der Fahrzeugbestände.....	56
Abbildung 29: Entwicklung des Endenergiebedarfs und der Treibhausgasemissionen des Verkehrs ..	57
Abbildung 30: Als Mindestvorgaben berücksichtigte Ausbauziele für die Leistung von Wind- und Fotovoltaik-Anlagen .....	59
Abbildung 31: Entwicklung der Stromnachfrage der Endenergiesektoren (ohne Power-to-Heat in Industrie und Fernwärmenetzen und ohne Elektrolyse) .....	60
Abbildung 32: Entwicklung der Wasserstoffnachfrage im Industrie- und im Verkehrssektor .....	61
Abbildung 33: Entwicklung der Wärme- und Dampfbedarfe für Raffinerien, Papier- und Chemie-Industrie .....	61
Abbildung 34: Entwicklung des Fernwärmebedarfs in den Netzwerken der allgemeinen Versorgung und der restlichen Industrie.....	62
Abbildung 35: Entwicklung der Kapazitäten zur Stromerzeugung.....	63
Abbildung 36: Entwicklung der Stromerzeugung.....	64
Abbildung 37: Entwicklung der Nettostromerzeugung in verschiedenen Szenarien.....	66
Abbildung 38: Entwicklung der Stromverwendung .....	67
Abbildung 39: Entwicklung der Erzeugung von Fernwärme für die allgemeine Versorgung und restliche Industrie .....	68
Abbildung 40: Entwicklung der Erzeugung von Dampf für Raffinerien, Chemie- und Papierindustrie ..	69
Abbildung 41: Erzeugung und Verwendung von Wasserstoff.....	71
Abbildung 42: Wasserstoff-Nachfrage im Szenariovergleich (inkl. nicht-energetischem Verbrauch) ..	72
Abbildung 43: Mögliche Entwicklung der Raffinerie-Kapazitäten in Deutschland.....	77
Abbildung 44: Raffineriemarkt-Entwicklung im Hauptszenario .....	78
Abbildung 45: Skizze einer NRW-Feedstock-Raffinerie.....	79
Abbildung 46: Einbindung von NRW in die Infrastruktur des westeuropäischen Chemiedreiecks (Antwerpen, Rotterdam, Rhein-Ruhr) sowie rheinaufwärts bis ins Oberrheingebiet.....	82
Abbildung 47: Ausgewählte Kohlenstoff-Flüsse im Vergleich von Hauptszenario und der Raffinerie-Variante „Fossile Feedstock-Raffinerien“ .....	86
Abbildung 48: Hypothetische Systemkosten der Bereitstellung von Basischemikalien im Vergleich zwischen Hauptszenario und Szenario „fossile Feedstock-Raffinerien“ (ohne CO <sub>2</sub> -Kosten) .....	87
Abbildung 49: Vergleich: Import von Kraftstoffen und Grundstoffen in Kombination mit geologischer Speicherung industrieller CO <sub>2</sub> -Mengen („Import/CCS“, links) sowie inländisches CCU <sub>CH</sub> unter Verwendung von importiertem Wasserstoff in Kombination mit DACCS („CCU <sub>CH</sub> /DACCS“, rechts) ....	96
Abbildung 50: Bedarf an politischer Flankierung der Transformation entlang der Wertschöpfungskette .....	110
Abbildung 51: Übersicht über die WISEE-Modellfamilie.....	127
Abbildung 52: Prozess-Diagramm für das sich in Entwicklung befindliche Stahl-Stock-Modell .....	136

## Verzeichnis der Kästen

Kasten 1: Übererfüllung der Klimaziele im Szenario S4C-KN in den Jahren 2030 und 2040.....	14
Kasten 2: Energiekrise in Deutschland.....	20
Kasten 3: Vergleich des Szenarios S4C-KN mit anderen Szenarien hinsichtlich der angenommenen Grundstoff-Produktionsmengenveränderungen bis 2045.....	22
Kasten 4: Vergleich des Szenarios S4C-KN mit anderen Szenarien hinsichtlich der angenommenen Entwicklung der Rohstahl-Produktionsrouten.....	26
Kasten 5: Vergleich des Szenarios S4C-KN mit anderen Szenarien hinsichtlich des HVC-Outputs nach Routen im Jahr 2050.....	34
Kasten 6: Vergleich des Szenarios S4C-KN mit anderen Szenarien hinsichtlich der angenommenen Anteile der mit CO <sub>2</sub> -Abscheidungen betriebenen Zementklinkerproduktion.....	40
Kasten 7: Vergleich des Szenarios S4C-KN mit anderen Szenarien hinsichtlich der angenommenen Entwicklung des Energieträgermixes im Gebäudebereich für Raumwärme und Warmwasser.....	52
Kasten 8: Vergleich des Szenarios S4C-KN mit anderen Szenarien hinsichtlich der angenommenen Veränderung des Modal Splits im landgebundenen motorisierten Personenverkehr.....	54
Kasten 9: Auswirkung der Annahmen zur Erdgaspreisentwicklung im Jahr 2025.....	65
Kasten 10: Vergleich der Stromerzeugung mit anderen Szenarien.....	66
Kasten 11: Die mögliche Rolle der Tiefengeothermie für die Fernwärmeversorgung der Zukunft.....	69
Kasten 12: Implikationen einer stark strombasierten Dampferzeugung.....	70
Kasten 13: Vergleich der Wasserstoff-Nachfrage mit anderen Szenariostudien.....	72

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Angenommene Veränderung der Produktionsmengen ausgewählter Szenarien und Grundstoffe bis zum Jahr 2045 (Vergleich mit den Basisjahren der jeweiligen Szenarien) .....	22
Tabelle 2: Materialflüsse in der deutschen Stahlindustrie .....	28
Tabelle 3: Sektor-übergreifende Annahmen für die Wärme-Szenarien im Haushalts- und GHD-Sektor .....	46
Tabelle 4: Definition von Raumwärme-Effizienz-Klassen (RWK) als Zielwerte für die nachträgliche wärmetechnische Sanierung bzw. den Neubau für Gebäude (Eingangswerte in das HEAT-Modell) ...	47
Tabelle 5: Endenergiebedarf [TJ] zur Deckung der Raumwärme und Warmwasserbedarfe in den privaten Haushalten .....	49
Tabelle 6: Endenergiebedarf des Nachfragesektors Gewerbe, Dienstleistung, Handel (GHD) über alle Anwendungen und Branchen (in TJ) .....	51
Tabelle 7: Entwicklung der Personenverkehrsleistung des Motorisierten Verkehrs (in Mrd. Pkm) .....	55
Tabelle 8: Entwicklung der Güterverkehrsleistung (Inlandsverkehr in Mrd. tkm) .....	55
Tabelle 9: Angenommene Entwicklung der CO <sub>2</sub> - und Brennstoffpreise .....	60
Tabelle 10: Treibhausgasemissionen in den Sektoren Abfallwirtschaft, Landwirtschaft und LULUCF-Sektor .....	73
Tabelle 11: Grundcharakteristika der drei analysierten Varianten im Hinblick auf Importstruktur und Motivation .....	75
Tabelle 12: Kohlenstoffbilanz der fossilen Rhein-Ruhr-Feedstock-Raffinerie .....	81
Tabelle 13: Vergleich der Energie- und Rohstoffbedarfe der drei Raffinerie-Konzepte in der Bilanzgrenze Deutschlands für das Jahr 2050 .....	85
Tabelle 14: Zusammenfassende Bewertung der drei Raffinerie-Szenarien bzw. -Varianten .....	88
Tabelle 15: Abschätzung der für CCU <sub>CH</sub> benötigten Wasserstoff- bzw. Strom- und Wassermenge .....	95
Tabelle 16: Gegenüberstellung CCU <sub>CH</sub> /DACCS und Import/CCS (Ansatz des Szenarios S4C-KN) in einem klimaneutralen Energiesystem .....	97
Tabelle 17: Vergleich der Wirkungsgrade von CCU <sub>CH</sub> mit Direktelektrifizierung .....	101
Tabelle 18: Vergleich der CO <sub>2</sub> -Minderung durch H <sub>2</sub> -Einsatz zwischen CCU <sub>CH</sub> (synthetisches Kerosin) und anderen Anwendungen .....	101
Tabelle 19: Vergleich von Energiebedarfen je Konstellation an Standorten ohne CCS-Möglichkeit ..	103
Tabelle 20: Beispielhafte Aufzählung der Modellkomponenten des ESM .....	128
Tabelle 21: Wesentliche Ein- und Ausgangsgrößen des ESM .....	129
Tabelle 22: Methodik der Energiebilanzierung im Gebäudebereich der privaten Haushalte (HEAT-Daten & Bilanzierungsstruktur) .....	131
Tabelle 23: Methodik der Energiebilanzierung im Nachfragesektor GHD .....	132
Tabelle 24: Geografische Abdeckung der Produktionsanlagen nach Sektoren im Modell EDM-Industry .....	133



## Abkürzungsverzeichnis

ARA-Raum .....	Region um Antwerpen, Rotterdam und Amsterdam
BECCS .....	Bioenergie in Kombination mit CO <sub>2</sub> -Abscheidung und Speicherung
BHKW .....	Blockheizkraftwerk
BKZ .....	Betriebskennzahlen
BTX .....	Benzol, Toluol und Xylol
CBAM .....	Carbon Border Adjustment Mechanism
CCS .....	CO <sub>2</sub> -Abscheidung und Speicherung
CCUS.....	CO <sub>2</sub> -Abscheidung und Nutzung oder Speicherung
CfD.....	Contracts for Difference
DAC .....	Direct Air Capture
DACCS.....	Direct Air Carbon Capture and Storage
EE-Strom .....	Strom aus erneuerbaren Energiequellen
EU ETS .....	Europäischer Emissionshandel
GDH.....	Gewerbe, Dienstleistungen, Handel
GEG .....	Gebäudeenergiegesetz
GTZ.....	Gradtagzahl
HVCs.....	High-Value Chemicals
IPCEI .....	Integrated Projects of Common European Interest
KSG.....	Klimaschutzgesetz
KWK.....	Kraft-Wärme-Kopplung
LCA .....	Life-Cycle-Assessment
LULUCF .....	Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft
MFA.....	Material Flow Analysis
MIV.....	Motorisierter Individualverkehr
MtA .....	Methanol to Aromatics
MtO .....	Methanol To Olefins
MVA .....	Müllverbrennungsanlage
PH.....	Passivhaus-Standard
PPAs .....	Power Purchase Agreements
PtH .....	Power-to-Heat
RWK.....	Raumwärme-Effizienz-Klassen
S4C-KN.....	Klimaschutzszenario SCI4climate.NRW-Klimaneutralität
TRL.....	Technology Readiness Level
WindSeeG .....	Windenergie-auf-See-Gesetz

## 1 Einleitung

Die klimapolitischen Ziele Deutschlands und der EU machen eine sehr schnelle und tiefgreifende Transformation sowohl der Energieversorgung als auch der energieverbrauchenden Sektoren notwendig. Diese Transformationsherausforderung betrifft nicht zuletzt die energieintensive Industrie in Deutschland, die vor grundlegenden technologischen Veränderungen wichtiger Produktionsprozesse steht. Die Herausforderungen für die Industrie werden durch die aktuelle Energiekrise weiter verschärft.

Vor diesem Hintergrund stellt das hier vorgestellte Klimaschutzszenario „SCI4climate.NRW-Klimaneutralität“ (S4C-KN), das im Rahmen des vom Land NRW finanzierten Forschungsprojekts „SCI4climate.NRW“ entwickelt wurde, die möglichen künftigen Entwicklungen in der energieintensiven Industrie in den Mittelpunkt der Analyse. Das Szenario analysiert diese Entwicklungen im Kontext eines gesamtwirtschaftlichen Transformationspfads hin zu einem klimaneutralen Deutschland im Jahr 2045.

Zugleich berücksichtigt das Szenario S4C-KN gegenüber anderen aktuellen Klimaneutralitätsszenarien (Prognos et al., 2021; EWI, 2021; BDI & BCG, 2021; Consentec et al., 2021) bereits:

- Die klimapolitischen Zielverschärfungen, die von der 2021 gewählten Regierungskoalition aus SPD, Grünen und FDP in ihrem Koalitionsvertrag formuliert wurden. Hierzu zählen v. a. die ambitionierteren Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien, die im Szenario entsprechend der im März 2022 veröffentlichten Referentenentwürfe für die Novellen des EEG sowie des Windenergie-auf-See-Gesetzes übernommen wurden.
- Die aufgrund der gegenwärtigen Energiekrise zu erwartenden Veränderungen der zukünftigen Energiepreise und ihre möglichen Auswirkungen auf den Stromerzeugungsmix im Jahr 2025.
- Zudem werden in der vorliegenden Studie die energetisch und stofflich bedingten Kohlenstoffströme im klimaneutralen Zustand des Szenarios S4C-KN ausführlich dargestellt.

Im Rahmen der Erstellung des Szenarios S4C-KN wurden insbesondere detaillierte Bottom-up-Modellierungen für die Transformation der Grundstoffindustrie durchgeführt.

- Dies gilt vor allem für die Herstellung von Stahl, Zement und chemischen Grundstoffen, für die sehr differenzierte Ergebnisse dargestellt werden. Für diese Branchen wurden zudem Fachworkshops mit Vertreterinnen und Vertretern aus der Industrie durchgeführt, in denen vorläufige Ergebnisse des Szenarios diskutiert wurden.
- Ebenso wurde die zukünftige Rolle der Raffinerien in Deutschland im Rahmen der Entwicklung des Szenarios S4C-KN intensiv beleuchtet. So wurden zwei vom Hauptszenario grundlegend abweichende Varianten der zukünftigen Rolle der Raffinerien entwickelt und diskutiert.

Um die spezifischen Ergebnisse des Szenarios S4C-KN zu verdeutlichen, werden diese an zentralen Stellen mit den entsprechenden Ergebnissen ausgewählter Klimaschutzszenarien aus anderen aktuellen Studien verglichen und es werden wesentliche Unterschiede und Gemeinsamkeiten herausgestellt und diskutiert.<sup>1</sup>

Das folgende Kapitel 2 gibt zunächst einen Überblick über zentrale sektorübergreifende Entwicklungen des Energiesystems und der Treibhausgasemissionen in S4C-KN. Anschließend werden in Kapitel 3 die Annahmen und Modellierungsergebnisse für die Endenergiesektoren sowie den Umwandlungssektor ausführlich dargestellt. In Kapitel 4 werden dann vertiefende Analysen zur Transformation des Industriesektors durchgeführt. Diese beinhalten u. a. Szenario-Varianten zur Entwicklung der Raffinerien, eine Abwägung der energetischen und emissionsseitigen Implikationen einer zukünftigen inländischen Nutzung von abgetrenntem CO<sub>2</sub> aus industriellen Prozessen zur Herstellung von Kraftstoffen und chemischen Grundstoffen sowie eine Diskussion der energie- und industriepolitischen Maßnahmen, die die Industrietransformation unterstützen könnten. In Kapitel 5 folgt ein Fazit.

---

<sup>1</sup> Konkret werden für die Gegenüberstellungen – neben dem Szenario S4C-KN – die folgenden Szenarien betrachtet, soweit sie jeweils die entsprechenden Informationen ausweisen: KN2045 (Prognos et al., 2021), KN100 (EWI, 2021), Zielpfad (BDI & BCG, 2021), Mix/Hybrid (Kopernikus-Projekt Ariadne, 2021).

## 2 Überblick über das Szenario S4C-KN

### 2.1 Grundannahmen und Storyline des Szenarios

Die folgenden zentralen Grundannahmen liegen dem Szenario S4C-KN zugrunde und bestimmen seine „Storyline“:

- Es wird angenommen, dass die aktuellen klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung erreicht werden. Hierzu zählen insbesondere die Reduktionsziele für die gesamten Treibhausgasemissionen<sup>2</sup> sowie die durch die neue Bundesregierung verschärften Ausbauziele für erneuerbare Energien und Elektrolyseure.
- Die infolge der Auswirkungen des Krieges Russlands gegen die Ukraine gegenwärtig stark erhöhten Energiepreise (insbesondere Erdgaspreise) werden im Szenario berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass diese in den kommenden Jahren sukzessive wieder sinken und – mit Ausnahme des Erdgaspreises<sup>3</sup> – bis 2030 wieder das Niveau erreichen, wie es vor Beginn des Krieges von Seiten der IEA für die Zeit ab 2030 prognostiziert wurde.
- Hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie wird im Szenario unterstellt, dass es Deutschland gelingen wird, trotz der gegenüber vielen anderen Weltregionen höheren Kosten für fossile und erneuerbare Energien, große Teile der Grundstoffindustrie und der derzeitigen industriellen Wertschöpfungsketten im Land zu erhalten.
- Im Szenario wird angenommen, dass in Zukunft erfolgreiche weitere Schritte in Richtung einer Kreislaufwirtschaft unternommen werden. Dies schlägt sich insbesondere in erhöhten Anteilen der energie- und ressourcenschonenden Sekundärproduktion von Grundstoffen nieder.
- Das Szenario geht weiterhin davon aus, dass es zukünftig in Deutschland eine ausreichende gesellschaftliche Akzeptanz für den Einsatz von CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung (CCS) sowie den entsprechenden CO<sub>2</sub>-Transport geben wird. CCS wird dabei auch aus Akzeptanzgründen primär nur an solchen Industrie-Standorten eingesetzt, an denen nach heutigem Kenntnisstand „unvermeidliche“ CO<sub>2</sub>-Mengen entstehen. Die Speicherung des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> erfolgt annahmegemäß im europäischen Ausland, insbesondere unter dem Meeresgrund der Nordsee.
- In dem Szenario wird eine ausreichende gesellschaftliche Akzeptanz auch für den erforderlichen weiteren (d. h. über CCS-Anlagen und -Infrastruktur hinausgehenden) nötigen

---

<sup>2</sup> Die ebenfalls im Klimaschutzgesetz beschriebenen sektorspezifischen Treibhausgasminderungsziele werden hingegen im Szenario S4C-KN nicht für alle Jahre und alle Sektoren erreicht, diese Ziele wurden zwecks Erhöhung der Flexibilität der Szenarioerstellung nicht fest vorgegeben.

<sup>3</sup> Aufgrund des voraussichtlich zukünftig deutlich stärkeren Anteils von Flüssigerdgas in der Versorgung Deutschlands und Europas (als vor dem russischen Angriffskrieg erwartet wurde), wird im Szenario S4C-KN auch dauerhaft gegenüber den Vor-Krisen-Projektionen der IEA ein moderat höherer Erdgaspreis angenommen.

Infrastruktur- und Anlagenausbau unterstellt. Dies betrifft insbesondere den fortgesetzten Aus- und Umbau des Stromnetzes, die Errichtung eines Wasserstoff-Netzes und nicht zuletzt den dynamischen weiteren Zubau von Wind- und Fotovoltaikanlagen.

- Im Szenario werden keine weitgehenden Lebensstil- bzw. Verhaltensänderungen angenommen. So wird beispielsweise unterstellt, dass der langfristige Trend zu steigenden Pro-Kopf-Wohnflächen auch in den kommenden Jahrzehnten anhalten wird. Es setzen sich im Szenario in der Breite zudem keine konsumreduzierten Lebensstile oder „Sharing-Economy“-Ansätze durch. Allerdings wird im Verkehrssektor ein gewisser Wandel in der Personen-Mobilität angenommen, der sich in geringeren Wegelängen und einem Wandel der Verkehrsmittelwahl hin zum Umweltverbund manifestiert. Zudem werden moderate Veränderungen in den Ernährungsgewohnheiten – hin zu einem gegenüber heute geringeren Pro-Kopf-Fleischkonsum – unterstellt.
- Hinsichtlich der Austauschbeziehungen Deutschlands mit dem Ausland wird unterstellt, dass auch der Rest Europas und – wenn auch in unterschiedlichen Geschwindigkeiten – der Rest der Welt in den kommenden Jahren und Jahrzehnten ihre Klimaschutzanstrengungen deutlich verschärfen werden. Diese Annahme erleichtert beispielsweise in der Grundstoffindustrie den Wechsel hin zu klimaneutralen Produktionsprozessen (aufgrund einer geringeren Carbon-Leakage-Gefahr) und erhöht die Wahrscheinlichkeit, dass rechtzeitig in ausreichendem Maße Importe klimaneutraler Energieträger möglich werden.

## 2.2 Emissionspfad und Zielbild im Jahr 2045

Auf dem Pfad zur Treibhausgasneutralität (s. Abbildung 1) erfolgt im Szenario S4C-KN ein schnelles Abschmelzen der THG-Emissionen bis zum Jahr 2030. Das Ziel des KSG für das Jahr 2030 wird im Szenario um 18 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. übererfüllt. Dieses markante Charakteristikum des Szenarios erklärt sich u. a. durch den unterstellten schnellen Ausbau der Erzeugung erneuerbarer Energien entsprechend der Ziele der Bundesregierung in Kombination mit einem (im Vergleich zu anderen vorliegenden Szenarien) moderaten Anstieg des Strombedarfs bis 2030. Die im Szenario S4C-KN im Gesamtsystem im Jahr 2040 emittierte THG-Menge liegt ebenfalls niedriger als das für dasselbe Jahr im KSG genannte Minderungsziel – und zwar um 38 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. In Kasten 1 erfolgt eine Einordnung der Übererfüllung der bestehenden Treibhausgasminderungsziele im Szenario S4C-KN.

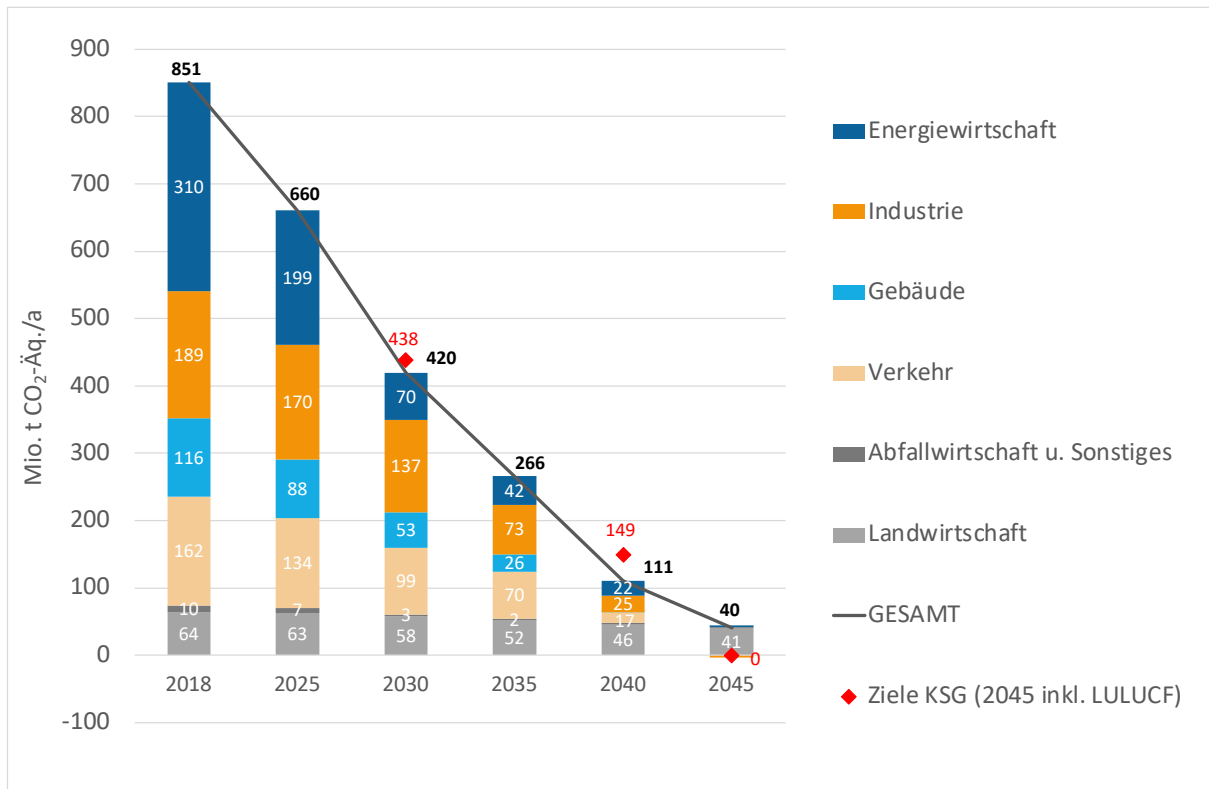


Abbildung 1: Zeitliche Entwicklung der Treibhausgasemissionen des Gesamtsystems (ohne LULUCF und ohne Anrechnung von Negativemissionen durch den Import von grünem Naphtha)

**Kasten 1: Übererfüllung der Klimaziele im Szenario S4C-KN in den Jahren 2030 und 2040**

Eine Besonderheit des Szenarios S4C-KN gegenüber anderen vorliegenden Szenarien ist die Tatsache, dass in diesem Szenario die im Bundes-Klimaschutzgesetz für die Jahre 2030 und 2040 festgelegten Treibhausgasreduzierungsziele übererfüllt werden. Ein solch schneller Rückgang der Emissionen setzt u. a. voraus, dass die sehr ambitionierten Ausbauziele der Bundesregierung bei Wind- und PV-Anlagen aus dem „Osterpaket 2022“ in den nächsten Jahren realisiert werden können (vgl. Abschnitt 3.4). Aber auch in den Nachfragesektoren werden im Szenario bereits kurzfristig deutliche Veränderungen gegenüber den Entwicklungen der letzten Jahre unterstellt, um einerseits dem klimapolitischen Handlungsdruck gerecht zu werden und andererseits eine für den gesamten Transformationszeitraum notwendige hohe Umsetzungsdynamik zu erzeugen. So kommt es im Gebäudesektor beispielsweise zu einer Erhöhung der jährlichen energetischen Sanierungsrate von derzeit etwa 1,0 % auf 1,7 % bis 2030 und 2,0 % bis 2040. Zusätzlich wird angenommen, dass es – auch vor dem Hintergrund der aktuellen Erdgaspreis- und -versorgungskrise – bereits in den nächsten Jahren zu einem stark beschleunigten „Roll-out“ von elektrischen Wärmepumpen kommen wird (vgl. Abschnitt 3.2). Im Industriesektor führt nicht zuletzt ein gegenüber anderen Szenarien schnellerer Übergang in der Primärstahlerzeugung von der etablierten kokskohlebasierten Hochofen-Route auf die Direktreduktionsroute zu einer deutlichen Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bereits bis zum Jahr 2030 (vgl. Abschnitt 3.1.1).

Die im Szenario unterstellten Beschleunigungen der notwendigen Transformationsprozesse im Umwandlungssektor und den Nachfragesektoren erscheinen technisch grundsätzlich realisierbar. Sie stellen aber ohne Zweifel bereits kurzfristig sehr hohe Anforderungen an die Politik in Bezug auf die Gestaltung und Koordination der anstehenden Veränderungen. Sie erfordern u. a. ein schnelles und konsequentes Handeln im Umgang mit aktuell noch stark limitierend wirkenden Faktoren wie z. B. den langen Planungs- und Genehmigungszeiten. Kann die Gestaltung und Koordination dieser Transformation – aus welchen Gründen auch immer – nicht mit dem notwendigen Nachdruck erfolgen (z. B. wegen einer möglicherweise als notwendig erachteten Fokussierung auf andere dringende politische Handlungsfelder oder Krisensituationen), würde dies unweigerlich zu geringeren Treibhausgasemissionsminderungen führen als im Szenario S4C-KN beschrieben. Ein weiteres (absehbares) Risiko, das die im Szenario beschriebene Geschwindigkeit der Transformation verhindern könnte, ist eine mögliche zusätzliche Verschärfung des Fachkräftemangels in den für die Transformation relevanten Handlungsfeldern (u. a. im Heizungs- und Anlagenbau sowie bei der Sanierung von Gebäuden). Es ist zudem nicht auszuschließen, dass bei der praktischen Umsetzung der in S4C-KN beschriebenen Transformation auch weitere – heute nicht absehbare – Hemmnisse auftreten könnten, die den im Szenario unterstellten schnellen und „reibunglosen“ Übergang in den verschiedenen Sektoren verlangsamen würden.

Vor diesem Hintergrund wird deutlich, dass der im Szenario S4C-KN beschriebene Treibhausgasreduzierungsprozess natürlich kein „Selbstläufer“ ist und zudem auf gewissen optimistischen Grundannahmen basiert. Eine politische und gesellschaftliche Zielorientierung an den im Szenario S4C-KN beschriebenen Transformationsgeschwindigkeiten in den verschiedenen Sektoren erscheint allerdings gerade wegen der verschiedenen Umsetzungsrisiken sinnvoll. Es kommt jetzt darauf an, Umsetzungstempo zu generieren und hierüber in eine Art eigendynamischen Umsetzungsprozess zu kommen, der möglichst robust gegenüber äußeren Einflüssen ist.

Die in Deutschland im Jahr 2045 verbleibenden Restemissionen in Höhe von 55 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq., die v. a. in den Sektoren Landwirtschaft und Industrie entstehen, werden im Szenario S4C-KN durch negative Emissionen kompensiert (Abbildung 2). Negative Emissionen werden zum einen in der Industrie durch den Einsatz von Bioenergie in Kombination mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung (BECCS) erzielt. Zum anderen wird im Szenario unterstellt, dass das nach §3 des Klimaschutzgesetzes (KSG) für den Sektor Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) für das Jahr 2045 gesetzte Ziele von (mindestens) minus 40 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. erreicht wird.

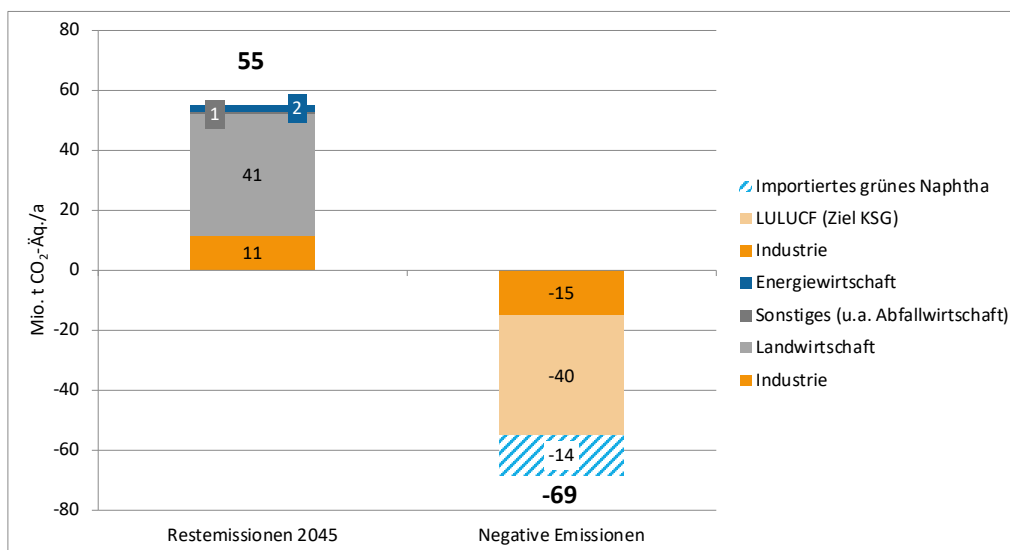


Abbildung 2: CO<sub>2</sub>-Bilanz des Gesamtsystems im Jahr 2045

Falls dieses (sicherlich sehr ambitionierte) Ziel im LULUCF-Sektor nicht gänzlich erreicht werden sollte, so bietet das Szenario S4C-KN durch die Nutzung von importiertem grünem Naphtha eine weitere CO<sub>2</sub>-Senke, die für eine bilanzielle Treibhausgasneutralität angerechnet werden könnte.<sup>4</sup> Zudem wäre es bei Bedarf möglich, durch eine direkte CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft (DAC) in Kombination mit dauerhafter CO<sub>2</sub>-Speicherung (DACCS) eine weitere Senke zu schaffen – in Deutschland oder im Ausland.<sup>5</sup>

<sup>4</sup> Es wird im Szenario unterstellt, dass das importierte „grüne“ Naphtha in den Herkunftsländern mittels CO<sub>2</sub> aus „Direct Air Capture“ (DAC) hergestellt wird. Die mit der Nutzung sämtlichen Naphthas – ob „grün“ oder fossil – bzw. der thermischen Nutzung der daraus hergestellten Kunststoffprodukte am Ende deren Lebenszyklusses verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen werden im Modell hingegen (aus Gründen der Transparenz und aufgrund der in der Übergangsphase schwierigen Trennung zwischen „grünem“ und fossilem Feedstock) als fossile Emission gewertet. D. h. die (klimawirksamen) CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Kunststoffproduktion und der thermischen Abfallverwertung werden im Szenario leicht überschätzt. Dies würde durch eine Anrechnung des grünen Naphthas als negative Emission bei „Grenzübertritt“ nach Deutschland ausgeglichen. Es bestehen jedoch Unsicherheiten bzgl. der Verweildauer von Produkten aus grünem Naphtha in der Nutzungsphase sowie in Bezug auf die Anrechnung in Emissionsbilanzen von CO<sub>2</sub>, das aus der Nutzung von Produkten entsteht, die aus im Ausland aus der Luft abgeschiedenem CO<sub>2</sub> hergestellt wurden. Daher wird auf eine Anrechnung als negative Emissionen im Szenario (zunächst) verzichtet.

<sup>5</sup> DACCS ginge mit zusätzlichen Energiebedarfen einher, die im Szenario S4C-KN nicht einbezogen wurden.



Abbildung 3 gibt einen Überblick über zentrale Kohlenstoffflüsse im klimaneutralen Zielsystem. Für die Abbildung wurde das Zielsystem im modellierten Jahr 2050 gewählt, in dem der Bezug von Naphtha vollständig auf grünes Naphtha umgestellt ist – wohingegen im Jahr 2045 noch anteilig fossiles Naphtha bezogen wird. Die Abbildung umfasst die Kohlenstoffflüsse innerhalb Deutschlands sowie für das Szenarioverständnis wichtige Importe und Exporte kohlenstoffhaltiger Produkte bzw. von CO<sub>2</sub>. Das Szenario unterstellt, dass im klimaneutralen Zielsystem synthetische Kraftstoffe sowie synthetische Grundstoffe für die chemische Industrie aus wirtschaftlichen Gründen in globalen „Sweet Spots“ mit günstigen Bedingungen für die Erzeugung erneuerbarer Energien unter Verwendung von Kohlenstoff aus DAC-Anlagen hergestellt und nach Deutschland importiert werden (vgl. Abschnitt 4.1 und 4.3). Die aus der Verbrennung dieser Kraftstoffe resultierenden CO<sub>2</sub>-Emissionen im Verkehrssektor werden im Szenario als CO<sub>2</sub>-neutral bilanziert. Die Feedstocks der chemischen Industrie werden zu Kunststoffprodukten verarbeitet, wovon ein Teil am Ende der Nutzungsphase über mechanisches und chemisches Recycling in die Kunststoffproduktion zurückgeführt und ein anderer Teil der thermischen Nutzung in der Zementindustrie bzw. in Müllverbrennungsanlagen (MVA) zugeführt wird.

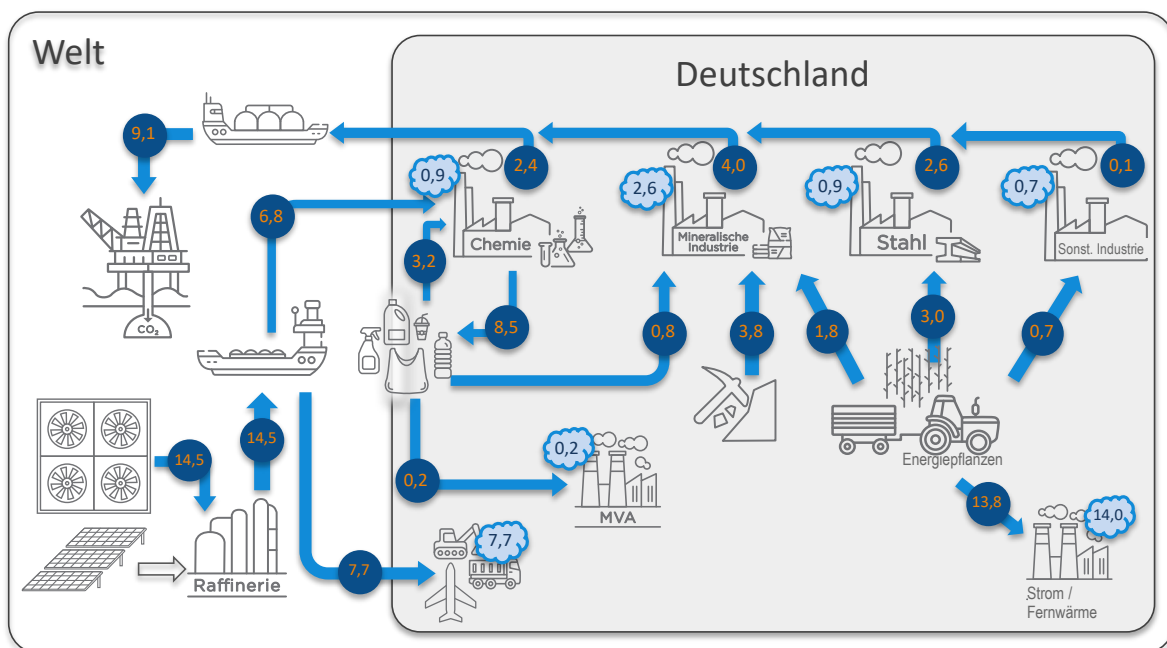


Abbildung 3: Überblick über verbleibende zentrale Kohlenstoffflüsse im klimaneutralen Zielsystem, Jahr 2050

**Hinweis:** Alle Zahlenwerte stehen für Mio. t Kohlenstoff. Orange Zahlen in blauen Kreisen beziehen sich auf Kohlenstoffmengen in Form von Produkten, Rohstoffen, Biomasse und CO<sub>2</sub>, die gezielt durch das System geführt werden. Wolken stellen die C-Menge in CO<sub>2</sub>-Emissionen in die Atmosphäre in Höhe von insgesamt 26,8 Mio. t Kohlenstoff (bzw. 98 Mio. t CO<sub>2</sub>) dar, wobei sowohl fossile als auch biogene C-Mengen und C-Mengen aus DAC umfasst sind. Diesen entgegen stehen Kohlenstoff-Entnahmen aus der Atmosphäre durch DAC und Biomasse in Höhe von 33,8 Mio. t Kohlenstoff, so dass der Atmosphäre infolge der dargestellten Kohlenstoffflüsse im Jahr 2050 rund 7,1 Mio. t Kohlenstoff bzw. 26 Mio. t CO<sub>2</sub> entzogen werden. Die Abbildung zeigt nicht sämtliche Kohlenstoffflüsse (nicht aufgeführt sind z. B. die Nutzung von Biomasse für Biopolymere, im Holzbau und in der Papierindustrie, der Nahrungsmittelanbau und Abfallströme außer Kunststoffabfällen).

Fossile<sup>6</sup> CO<sub>2</sub>-Mengen entstehen auch im klimaneutralen Zielsystem durch den Abbau von Kalkstein (CaCO<sub>3</sub>) und dessen Entsäuerung in den Herstellungsprozessen der mineralischen Industrie (Zement, Branntkalk).<sup>7</sup> Ein großer Teil der in der mineralischen Industrie entstehenden CO<sub>2</sub>-Mengen<sup>8</sup> wird im Szenario im klimaneutralen Zielsystem direkt an Zementklinker-, Kalk- und Glaswerken abgeschieden und einer geologischen Speicherung zugeführt (C-Gehalt: 4,0 Mio. t; 14,7 Mio. t CO<sub>2</sub>). Ebenfalls (anteilig) abgeschieden und einer geologischen Speicherung zugeführt werden verbleibende CO<sub>2</sub>-Mengen in der chemischen Industrie (C-Gehalt: 2,4 Mio. t; 8,8 Mio. t CO<sub>2</sub>) und der Stahlindustrie (C-Gehalt: 2,6 Mio. t; 9,5 Mio. t CO<sub>2</sub>) sowie in der Primäraluminiumindustrie (C-Gehalt: 0,1 Mio. t; 0,4 Mio. t CO<sub>2</sub>). Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung erfasst jedoch aus technischen Gründen nicht 100 % der entstehenden CO<sub>2</sub>-Mengen und zudem erfolgt auch im klimaneutralen Zielsystem nicht an allen Standorten eine (vollumfängliche) Abscheidung (vgl. Abschnitt 3.3), so dass industrielle Restemissionen verbleiben (s. Abbildung 2).<sup>9</sup> Diese Restemissionen werden durch BECCS in der Industrie kompensiert. Die Nutzung biogenen Kohlenstoffs für BECCS in der Industrie umfasst sowohl den Einsatz abfallbasierter Brennstoffe mit biogenen Kohlenstoffanteilen in der Zementindustrie (C-Gehalt: 0,4 Mio. t; 1,3 Mio. t CO<sub>2</sub>) als auch den Einsatz von Bioenergie in der Stahlindustrie (C-Gehalt: 3 Mio. t; 11,0 Mio. t CO<sub>2</sub>) sowie in der mineralischen Industrie (Zement, Kalk, Glas; C-Gehalt: 1,8 Mio. t; 6,6 Mio. t CO<sub>2</sub>).<sup>10</sup>

### 2.3 Primärenergieverbrauch

Der Primärenergiebedarf (Abbildung 4) sinkt im Szenario im Zeitraum von 2018 bis 2045 deutlich und liegt im Jahr 2045 bei nur noch 45 % des Werts des Basisjahres. Dies gelingt durch Energieeffizienzverbesserungen (insbesondere im Gebäude- und im Verkehrssektor) sowie durch eine deutliche Reduktion der Umwandlungsverluste im Stromsektor im Zuge des fast vollständigen Ausstiegs aus der Stromerzeugung mit thermischen Kraftwerken. Auch im Industriesektor können hohe Effizienzgewinne realisiert werden, vor allem im Bereich der Niedertemperaturwärme. Der zukünftige Primärenergiemix ist zunehmend von Strom aus erneuerbaren Energiequellen (v. a. Wind und PV) geprägt. Dies trifft umso mehr zu, als dass die importierten synthetischen Kraftstoffe und

---

<sup>6</sup> Auch wenn das CO<sub>2</sub> aus der Entsäuerung von Kalkstein streng genommen kein „fossiles“ CO<sub>2</sub> darstellt, wird es im Folgenden unter dem Begriff „fossiles CO<sub>2</sub>“ in dem Sinne subsummiert, dass der Begriff CO<sub>2</sub> benennt, dessen Kohlenstoffanteil seit mehreren Jahrtausenden in fester Form gebunden war und erst im Zuge menschlichen Wirtschaftens oxidiert.

<sup>7</sup> In die in der Abbildung ausgewiesene Kohlenstoff-Menge einbezogen ist nur der Anteil des Rohstoffs, der entsäuert wird. Insbesondere ungebrannter Kalkstein ist nicht eingerechnet.

<sup>8</sup> Prozessbedingtes und brennstoffbedingtes CO<sub>2</sub>, inkl. biogenem CO<sub>2</sub>.

<sup>9</sup> In geringerem Umfang entstehen Restemissionen auch in anderen Industriebranchen wie der Keramikindustrie sowie durch Produktnutzung, der Nutzung von F-Gasen und in sonstigen kleinteiligen Prozessen. Die verbleibenden CO<sub>2</sub>-Emissionen der Chemieindustrie werden – trotz anteiliger Nutzung von grünem Naphtha und rezyklierten Kunststoffen, die ggf. teilweise ursprünglich ebenfalls aus grünem Naphtha hergestellt wurden – vollständig als fossile Emissionen verbucht.

<sup>10</sup> Die hierfür benötigten Bioenergiemengen werden durch eine Reduktion des Bioenergieeinsatzes in anderen Sektoren verfügbar, siehe Kapitel 3.

Feedstocks sowie der importierte Wasserstoff letzten Endes ebenfalls auf erneuerbarem Strom basieren. Der im Jahr 2045 noch verbleibende Rohölverbrauch beruht auf einer teilweisen Nutzung von fossilem Naphtha, welches bis zum Jahr 2050 durch grünes Naphtha ersetzt wird sowie auf einer noch verbleibenden Raffinerieproduktion – primär für den Export – die ebenfalls bis 2050 ausläuft.

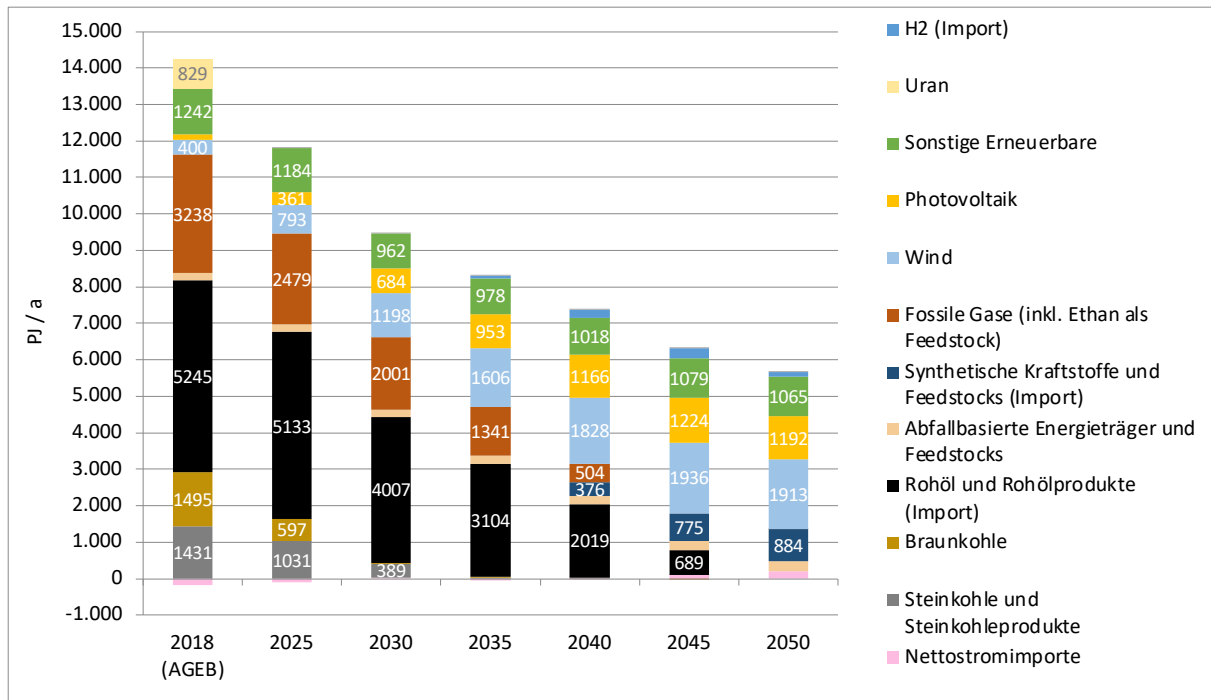


Abbildung 4: Primärenergieverbrauch (inkl. nicht-energetischem Verbrauch)

Hinweis: Die Angaben für das Jahr 2018 entsprechen den Daten der AG Energiebilanzen.

## 2.4 Erdgasverbrauch

In der aktuellen<sup>11</sup> politischen und energiewirtschaftlichen Debatte kommt dem Erdgasbedarf und dessen Reduktion zur Vermeidung von Importabhängigkeiten eine besonders wichtige Rolle zu. Daher wird der Erdgasverbrauch im Szenario S4C-KN im Folgenden kurz in diese Debatte eingeordnet.

Im Szenario gelingt bis zum Jahr 2025 gegenüber dem Jahr 2019 eine Reduktion des Erdgasverbrauchs um ca. 150 TWh. Der verbleibende Erdgasbedarf liegt im Jahr 2025 bei 740 TWh (s. Abbildung 5). Die tatsächliche Verfügbarkeit von Erdgas in Deutschland kann für das Jahr 2025 grob wie folgt abgeschätzt werden: Im Jahr 2019 betrug der inländische Primärenergieverbrauch von Erdgas 893 TWh (AG Energiebilanzen, 2021).<sup>12</sup> Gemäß dem Zweiten Fortschrittsbericht Energiesicherheit des BMWK

<sup>11</sup> Zur Zeit der Berichterstellung (Mai 2022 bis Februar 2023).

<sup>12</sup> Im Jahr 2022 ging nach vorläufigen Zahlen der Erdgasverbrauch auf 782 TWh zurück. Dieser deutliche Rückgang ist auf krisenbedingte Produktionsverringerungen und Brennstoffsubstitutionen in der Industrie, reduzierte

(2022b) betrug im Jahr 2021 der Import von Erdgas aus Russland 506 TWh<sup>13</sup>. Über eine Ausweitung der LNG-Terminal-Kapazitäten sollen dem Bericht zufolge bis zum Jahr 2024 363 TWh (33 Mrd. m<sup>3</sup>) Erdgas zusätzlich verfügbar gemacht werden. Durch Subtraktion des Erdgasimports aus Russland vom Erdgasverbrauch im Jahr 2019 sowie Addition der zusätzlich über LNG-Terminals verfügbar gemachten Erdgasmengen kann die Erdgasverfügbarkeit im Jahr 2025 grob mit 750 TWh abgeschätzt werden. Der Erdgasbedarf im Szenario könnte demnach im Jahr 2025 (sowie in allen Folgejahren) vollständig mit Erdgas gedeckt werden, das nicht aus Russland stammt.

Es soll jedoch an dieser Stelle betont werden, dass es sich um ein Szenario bzw. eine Abschätzung handelt, und nicht um eine Prognose. Zudem können an dieser Stelle keine Aussagen über eine mögliche Erdgasknappheit und einhergehende Implikationen für die nähere Zukunft (d. h. für die Zeit vor dem Jahr 2025) getroffen werden.

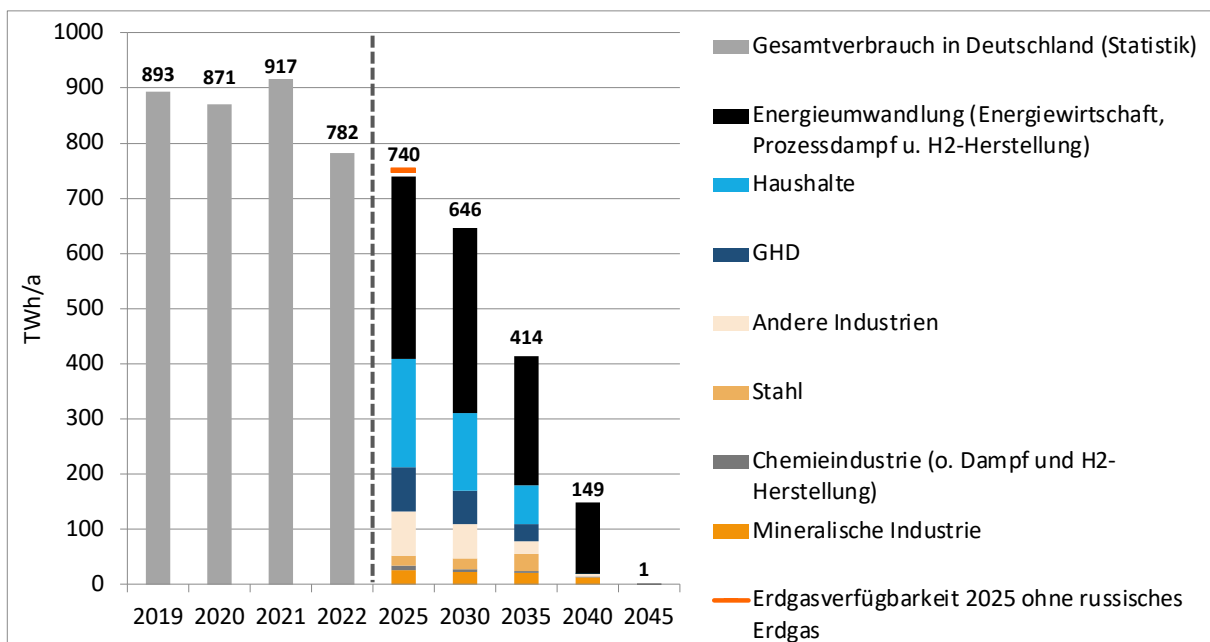


Abbildung 5: Erdgasbedarf im Szenario und abgeschätzte Verfügbarkeit im Jahr 2025

Quelle: Eigene Abbildung. Die Werte für die statistischen Angaben (2019 bis 2022) beruhen auf AG Energiebilanzen (2022) und sind teilweise vorläufig.

Heiztemperaturen und wärmere Außentemperaturen sowie auf preisbedingte Rückgänge in der Verstromung zurückzuführen. Der Verbrauch lag im Jahr 2022 damit rund 135 TWh niedriger als im Jahr 2021 (AG Energiebilanzen, 2022; Agora Energiewende, 2023).

<sup>13</sup> Laut Bericht handelt es sich um 46 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas, hier umgerechnet mit einem Heizwert von 11 kWh/m<sup>3</sup>. Um den Import von russischem Erdgas in der Vergangenheit abzuschätzen, können auch Daten des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) herangezogen werden, die einen Überblick über Importe und Exporte nach/aus Deutschland bieten. Unter Annahme eines Anteils von russischem Erdgas von 55 % an sowohl den deutschen Erdgas-Importen als auch den deutschen Erdgas-Exporten, liegen die aus Russland importierten und in Deutschland verbleibenden Erdgasmengen in den Jahren 2019 bzw. 2020 mit 442 bzw. 483 TWh jeweils etwas unter dem im Text genannten Wert von 506 TWh. Die Abschätzung erscheint demnach robust.

## **Kasten 2: Energiekrise in Europa**

Trotz einer deutlichen Minderung des Erdgasbedarfs um 26 % bis 2030 gegenüber 2020 im Szenario S4C-KN wird Erdgas kurz- bis mittelfristig in bedeutendem Maße vor allem zur Strom- und Wärmegegewinnung sowie als Grundstoff für verschiedene Verfahren benötigt. Es bedarf daher geeigneter Maßnahmen, um den Erdgasbedarf über die kommenden Jahre decken zu können und den Druck der sehr hohen Preise abzufedern, die sich durch die Implikationen des Angriffs Russlands auf die Ukraine ergeben haben. Dabei besteht nicht nur eine Belastung durch die hohen Erdgaspreise, sondern der dadurch indirekt bedingte drastische Anstieg der Börsenstrompreise behindert auch die notwendige Elektrifizierung vieler Prozesse. Die Preisentwicklung droht zudem Investitionen in klimafreundliche Technologien zu gefährden. Aktuelle Umfragen zeigen, dass viele Unternehmen aufgrund der rapiden Anstiege der Energiepreise geplante Investitionen aufschieben (BDI, 2022).

Kurzfristig erscheinen daher auch staatliche Unterstützungsmaßnahmen angebracht, um die Wettbewerbsfähigkeit von Teilen der deutschen Grundstoffindustrie in den kommenden Monaten und Jahren zu erhalten. Konkret hat die Bundesregierung für 70 % des Vorjahresverbrauchs eine Begrenzung der Gas- und Strompreise für Industrieunternehmen auf 7 respektive 13 Cent ab Anfang 2023 bis zum Ende der Heizperiode 2023/2024 beschlossen, um die Folgen der aktuellen Gasknappheit abzufedern (Bundesregierung, 2022).

Für die deutsche Erdgasversorgung sind neben notwendigen Einsparungen in den kommenden Jahren weitere Maßnahmen zu treffen, um die ausbleibenden russischen Lieferungen über alternative Importrouten zu ersetzen. Neben der bereits hohen Auslastung bestehender Routen über die Niederlande und Norwegen bezieht sich dies vor allem auf den verstärkten Bezug von verflüssigtem Erdgas (LNG) (Zachmann et al., 2022). Dabei hat Deutschland bisher von der Nähe zu den Terminals in Antwerpen und Rotterdam profitiert. Seit dem Jahresende 2022 wurden zudem bereits die ersten eigenen schwimmenden Terminals in deutschen Häfen (in Wilhelmshaven und Lubmin) angeschlossen und auch entsprechende LNG-Mengen wurden bereits zugekauft.

Der auch perspektivisch deutlich höhere LNG-Anteil in der europäischen Gasversorgung geht allerdings zumindest mittelfristig mit spürbaren Preissteigerungen einher. Zwischen 2010 und 2020 lag der Preis für LNG in Asien um gut 30 % über den deutschen Einfuhrpreisen für Erdgas (BP, 2022). Aufgrund der steigenden Nachfrage nach LNG sind in den kommenden Jahren zudem weiterhin höhere Preise zu erwarten. Dies liegt auch an begrenzten und weitgehend durch langfristige Verträge gebundenen Produktions- und Frachterkapazitäten. Daraus folgt auch die Annahme im Szenario S4C-KN eines mittelfristig (2025) weiterhin erhöhten Preisniveaus von Erdgas von 50 Euro pro MWh, das entsprechende Auswirkungen auf die Szenarioergebnisse im Umwandlungssektor zeigt (s. Abschnitt 3.4.2).

Für eine erfolgreiche Anpassung der europäischen Erdgasversorgung gilt es, die vorhandenen EU-weiten Importkapazitäten zukünftig besser auszuschöpfen und die Infrastruktur für eine solidarische europäische Gasversorgung anzupassen, die nicht länger primär auf Gasströme von Ost nach West ausgelegt ist. Dazu gehört sowohl ein Ausbau der LNG-Terminal- und Erdgas-Speicherkapazitäten einzelner Länder als auch der Leitungen aus den westlichen EU-Ländern, die über umfangreiche LNG-Terminalkapazitäten verfügen. Ähnlich sollte die Anbindung der aus Nordafrika importierten Gasmengen über den Süden und Westen Europas stärker ermöglicht werden (Fischer & Küper, 2022).

### 3 Entwicklungen in den einzelnen Sektoren

#### 3.1 Industrie

Ein besonderes Augenmerk dieser Studie liegt auf der energieintensiven Industrie, und hier wiederum auf den besonders emissions-intensiven Sektoren Stahl-, Chemie- und Zementindustrie, die gemäß der durchgeführten Modellierung zusammen 63 % der industriellen THG-Emissionen im Basisjahr des Szenarios (2018) verursachen. Für eine weitgehende Dekarbonisierung der energieintensiven Industrie sind CO<sub>2</sub>-arme Schlüsseltechnologien von besonderer Relevanz, die teilweise eine grundlegende Umstellung der Produktionsverfahren sowie die Bereitstellung neuer Energieträger wie Wasserstoff und zusätzlicher Infrastrukturen (z. B. für CO<sub>2</sub>-Transport) erfordern (Agora Energiewende & Wuppertal Institut, 2019). Diesen Schlüsseltechnologien und deren zeitlichem Hochlauf kommt im Szenario besondere Aufmerksamkeit zu.

Eine zentrale Einflussgröße auf den Energiebedarf und die Treibhausgasemissionen des Industriesektors ist der Bedarf an Grundstoffen. Abbildung 6 gibt einen Überblick über die zeitliche Entwicklung der Produktion ausgewählter energie- bzw. THG-intensiver Grundstoffe in Bezug auf die jeweilige Produktionsmenge im Basisjahr. Im Szenario werden Schritte in Richtung einer Kreislaufwirtschaft unterstellt, was sich in erhöhten Anteilen von Sekundärproduktion niederschlägt. Die den Produktionsmengen (primär und sekundär) zugrunde liegenden Überlegungen werden in den jeweiligen Branchenabschnitten dargelegt.

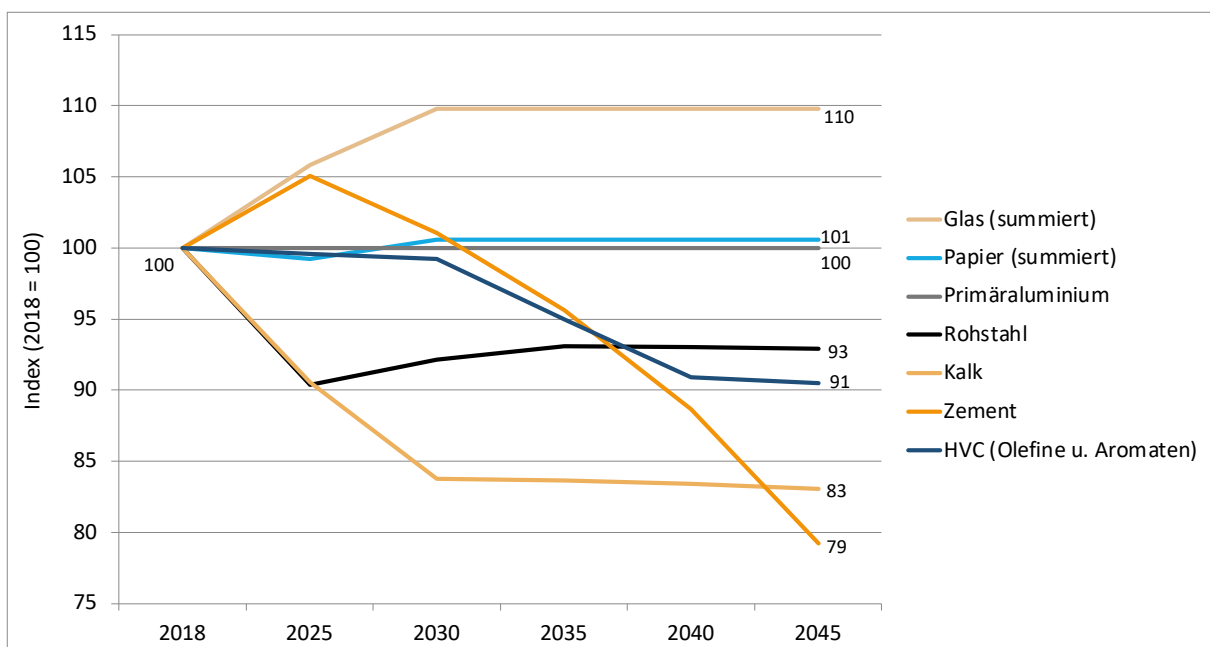


Abbildung 6: Entwicklung der Produktionsmengen ausgewählter energie- und THG-intensiver Grundstoffprodukte

### Kasten 3: Vergleich des Szenarios S4C-KN mit anderen Szenarien hinsichtlich der angenommenen Grundstoff-Produktionsmengenveränderungen bis 2045

Annahmen zu den zukünftigen inländischen Produktionsmengen der verschiedenen Grundstoffe sind mit hohen Unsicherheiten verbunden. Sie gehen in das S4C-KN-Szenario wie auch in andere Szenarien als externe Setzungen ein. Im Rahmen dieser Studie wurden die entsprechenden Annahmen zum Teil intensiv mit den jeweiligen Branchen diskutiert. Die folgende Tabelle stellt die so ermittelten zukünftigen Produktionsmengen des Szenarios S4C-KN den entsprechenden Annahmen anderer aktueller Klimaschutzszenarien gegenüber. Für die Szenarien werden jeweils die Veränderungen der Produktionsmengen im Jahr 2045 gegenüber den jeweiligen Basisjahren der Szenarien verglichen.

Tabelle 1: Angenommene Veränderung der Produktionsmengen ausgewählter Szenarien und Grundstoffe bis zum Jahr 2045 (Vergleich mit den Basisjahren der jeweiligen Szenarien)

	<b>S4C-KN</b>	<b>KN100 (EWI 2021)</b>	<b>KN2045 (Prognos et al. 2021)</b>
Glas	10%	8%	16%
Papier	1%	2%	11%
Aluminium (primär & sekundär)	27%	23%	12%
Rohstahl	-7%	0%	-3%
Kalk	-17%	-12%	-32%
Zement	-21%	-14%	-16%
HVC	-10%	-5%	-42%
Ammoniak	-3%	-28%	-42%

Bei der Rohstahlproduktion wird über die verglichenen Szenarien hinweg bis 2045 eine konstante oder aber leicht rückläufige Produktion unterstellt. Hinsichtlich der inländischen Glas- und Aluminium-Herstellung wird in den Szenarien hingegen ein gewisser Anstieg der Produktionsmengen in Höhe von 8 bis 16 % (Glas) bzw. 12 bis 27 % (Aluminium) angenommen. Sinkende Produktionsmengen werden hingegen in allen Szenarien für die Grundstoffe Zement, Kalk, High-Value Chemicals (HVC) und Ammoniak unterstellt. Zumeist liegen diese Rückgänge zwischen 5 und rund 30 %. Der Kalkbedarf sinkt in den betrachteten Szenarien aufgrund des Ausstiegs aus der Kohleverstromung und der Transformation der Stahlindustrie. Hinsichtlich des Zementbedarfs werden in den Szenarien explizit verschiedene Maßnahmen unterstellt (wie ein effizienterer Einsatz von Beton in der Bauwirtschaft), um eine Reduktion der Nachfrage dieses CO<sub>2</sub>-intensiven Grundstoffs erreichen zu können. In Bezug auf die zukünftige HVC- und Ammoniak-Produktion wird der angenommene Rückgang der inländischen Produktion in vorliegenden Szenarien z. T. damit begründet, dass deren Produktion in Deutschland zukünftig an Wettbewerbsfähigkeit einbüßen könnte. Insgesamt zeigt der Vergleich der verschiedenen Szenarien zwar ähnliche Tendenzen in den Annahmen der Studien, im Einzelnen (z. B. bei der Entwicklung der Ammoniakproduktion, der HVC-Produktion und der Aluminiumerzeugung) aber auch deutliche Unterschiede bei den erwarteten Produktionsmengenentwicklungen.

In Abschnitt 4.2 werden die erheblichen Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Produktionsmengen insbesondere der international stark gehandelten Grundstoffe ausführlich diskutiert. Dort wird auch dargelegt, warum unter Umständen die inländischen Produktionsmengen dieser Grundstoffe zukünftig stärker zurückgehen könnten, als dies in vorliegenden Szenarien vielfach angenommen wird.

Die Entwicklungen der Treibhausgasemissionen und des Energiebedarfs der Industrie ergeben sich aus den Transformationsdynamiken in den einzelnen Industriebranchen, die unten ausführlich dargestellt werden. Bei der Transformation der Industrie treten auch Wechselwirkungen zwischen den Branchen sowie mit dem restlichen Energiesystem auf, die im Szenario berücksichtigt wurden. Zu nennen sind z. B. ein verändertes Hüttensandaufkommen sowie eine veränderte Nachfrage nach Branntkalk im Zuge der Transformation des Stahlsektors, die Nutzung von Wasserstoff, der als Co-Produkt in der Chemischen Industrie entsteht, auch in den Raffinerien, sowie der Ausstieg aus der Braunkohle aus der industriellen Nutzung im Zuge des Endes der Braunkohleverstromung.

Bei der Energiebereitstellung sieht das Szenario mit Blick auf die gesamte Industrie eine deutliche Ausweitung der direkten Nutzung von Strom vor, so dass der Stromanteil an der Endenergie von 31 % im Basisjahr auf 52 % im Jahr 2045 ansteigt (Abbildung 7).<sup>14</sup> Der endenergetische Einsatz von Wasserstoff erfolgt insbesondere in der Stahl- und Chemischen Industrie, bleibt darüber hinaus aber begrenzt und beschränkt sich im Wesentlichen auf infrastrukturell günstig gelegene Standorte der Nichteisenmetall-, Kalk- und Glasindustrien. Der Einsatz von Bioenergie in der Industrie steigt im Szenario, um Hochtemperaturwärme bereitzustellen und in Kombination mit CCS negative Emissionen zu erzielen.<sup>15</sup>

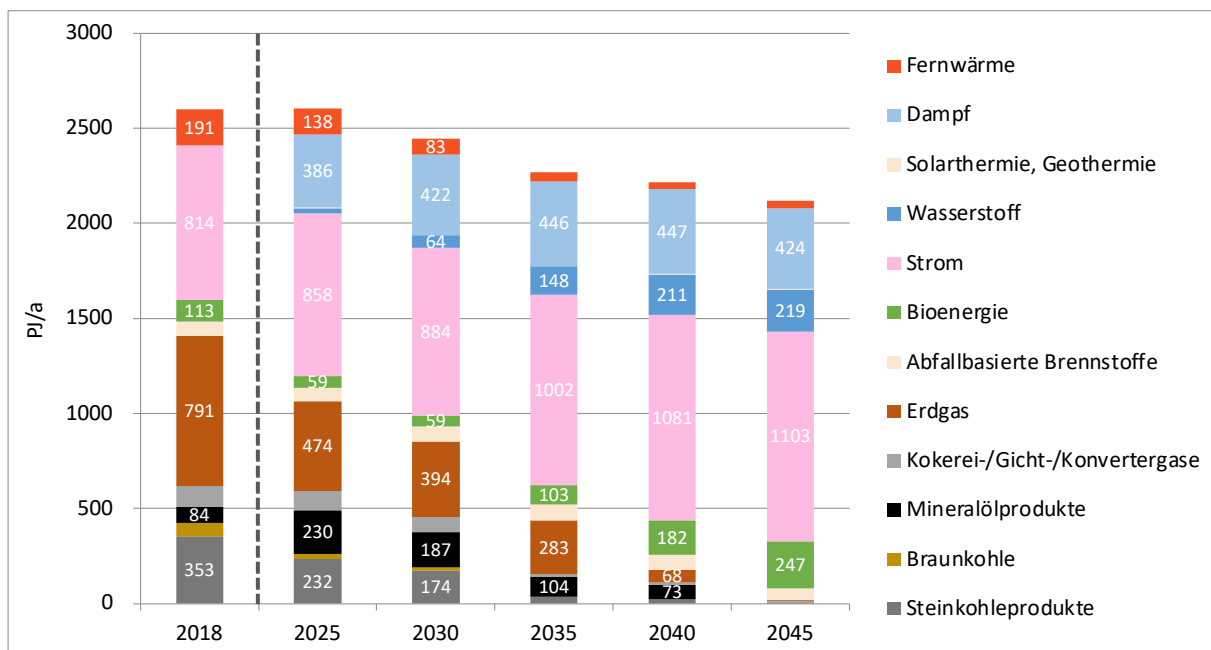


Abbildung 7: Entwicklung des Endenergieeinsatzes in der Industrie (inkl. Kokereien & Raffinerien).

*Hinweis: In den modellierten Stützjahren ab 2025 wird im Unterschied zur Statistik (Stützjahr 2018) Prozessdampf als eigener Energieträger ausgewiesen.*

<sup>14</sup> Prozessdampf wird hier als eigener Energieträger betrachtet. Die anteilige Elektrifizierung der Dampfbereitstellung ist daher in den angegebenen Prozentzahlen nicht berücksichtigt.

<sup>15</sup> Die Bioenergiepotenziale werden durch verringerten Einsatz in anderen Sektoren frei.



Die Treibhausgas-Emissionen der Industrie können durch die in den folgenden Abschnitten für wichtige Branchen geschilderten Entwicklungen bis 2030 bereits erheblich reduziert werden, die Dynamik beschleunigt sich jedoch insbesondere durch den (weiteren) Hochlauf von Schlüsseltechnologien wie der wasserstoffbasierten Direktreduktion von Roheisen, der Elektrifizierung der Dampfbereitstellung sowie dem Einsatz von CCS nach 2030 nochmals deutlich, so dass im Jahr 2045 insgesamt in der Industrie leicht negative Emissionen (– 4 Mio. t CO<sub>2</sub>) erzielt werden (Abbildung 8).

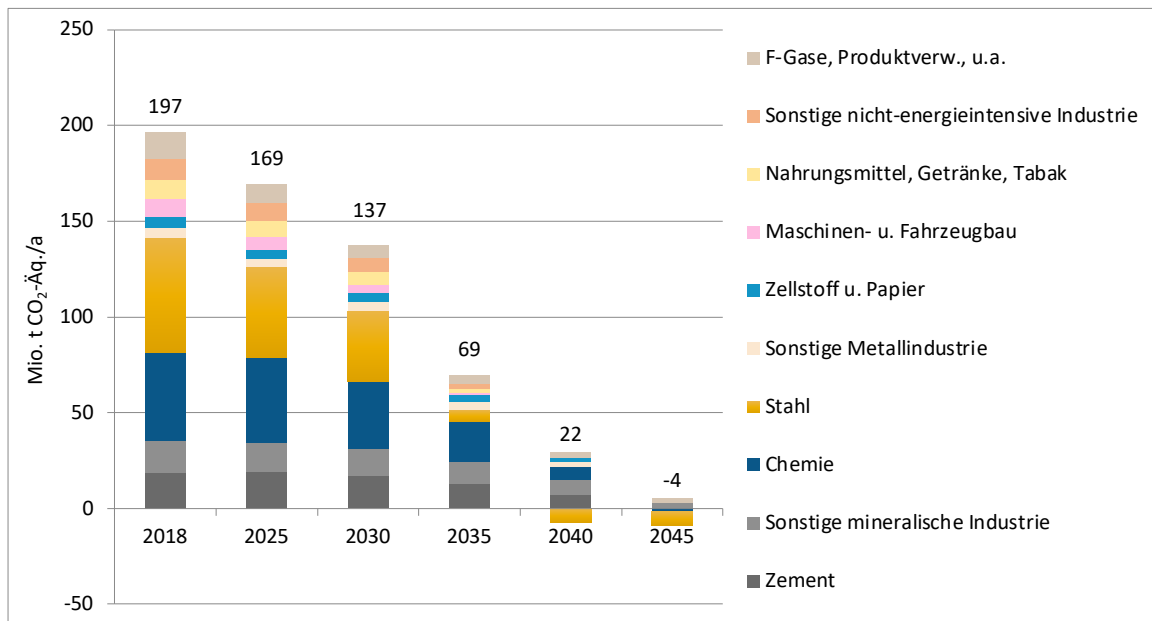


Abbildung 8: Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen der Industrie (ohne grünes Naphtha)

### 3.1.1 Stahlindustrie

Die deutsche Stahlindustrie ist der bedeutendste Emittent an Treibhausgasen unter den Industriebranchen. Die Primärstahlhersteller, auf die ein Großteil der Emissionen der Stahlindustrie entfällt, haben jedoch bereits konkrete Pläne für die Transformation ihrer Standorte. Dabei setzen sie insbesondere auf die potenziell klimaneutrale Direktreduktionsroute. Mit staatlicher Unterstützung sollen bereits bis 2030 bedeutende Emissionsminderungen erreicht werden. Entsprechende Minderungen in der Stahlindustrie werden auch notwendig sein, um das Treibhausgasreduktionsziel für den gesamten Industriesektor für das Jahr 2030 zu erreichen. Auffällig ist, dass die deutschen Hersteller derzeit keine Pläne für größere Neuzustellungen von Hochöfen verkünden. Stattdessen planen zumindest die Standorte in Duisburg, Salzgitter, Bremen und Dillingen/Saar Investitionen in neue Schachtöfen, um existierende Hochöfen, die das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben, zu ersetzen.

Das Szenario S4C-KN sieht vor, dass die Stahlindustrie in Deutschland keine Neuzustellungen von Hochöfen mehr vornimmt und die Stahlproduktion überwiegend auf die Elektrolichtbogenofenroute umstellt.<sup>16</sup>

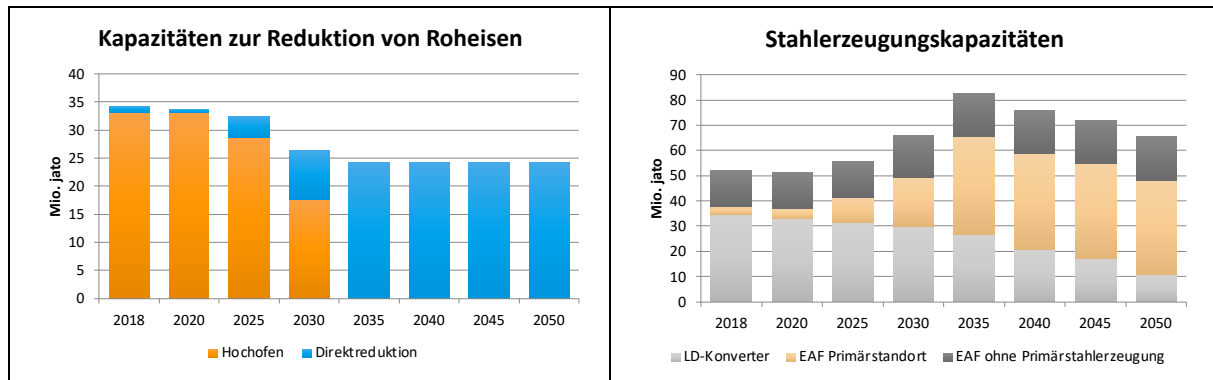


Abbildung 9: Entwicklung der Eisen- und Stahl-Kapazitäten

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung.

Um das in Abbildung 9 dargestellte Ausscheiden der Hochöfen aus der Flotte zu simulieren, wurden die zuletzt vorgenommenen Neuzustellungen von Hochöfen analysiert und die Restlaufzeit aus der jeweiligen Investitionssumme abgeleitet. Dabei wurden frühere Neuzustellungen mit ihren nachfolgenden Ofenreisen mit der jeweiligen Investitionssumme verglichen. Gemäß dieser Analyse ergaben sich in der Vergangenheit durchweg kürzere Hochofenreisen als die 20 bis 25 Jahre, die in der Regel für Neuanlagen angenommen werden und somit ein kürzeres Zeitfenster für die Standorttransformation. Zudem wird im Szenario angenommen, dass der Anteil von Schrott im Einsatz für Qualitätsstähle im Zeitverlauf gesteigert werden kann, so dass die Sekundärstahlquote von gegenwärtig rund 40 % bis 2050 auf 50 % steigt (Tabelle 2).

<sup>16</sup> Einzige Ausnahme bildet der Standort von thyssenkrupp in Duisburg. Dort soll DRI in Zukunft nicht im Elektrolichtbogenofen, sondern im LD-Konverter eingesetzt werden.

#### Kasten 4: Vergleich des Szenarios S4C-KN mit anderen Szenarien hinsichtlich der angenommenen Entwicklung der Rohstahl-Produktionsrouten

Vorliegende Klimaschutzszenarien für Deutschland beschreiben hinsichtlich der Transformation der Stahlindustrie grundsätzlich ähnliche Entwicklungen bis Mitte des Jahrhunderts (s. Abbildung 10). In allen betrachteten Szenarien wird die Primärstahlerzeugung, die in Deutschland gegenwärtig fast vollständig auf der Hochofen-Konverter-Route basiert, bis zum Jahr 2050 komplett auf die wasserstoffbasierte Direktreduktion in der Schachtofen-Elektrolichtbogenofen-Route umgestellt.

Die Geschwindigkeit dieser Transformation variiert aber zwischen den Szenarien. So decken Direktreduktionsanlagen im Jahr 2030 in den Szenarien S4C-KN und KN2045 bereits 27 % bzw. 26 % der gesamten deutschen Rohstahlproduktion ab, während der entsprechende Anteil insbesondere im Szenario Mix/Hybrid mit 13 % deutlich niedriger liegt. Im Szenario S4C-KN stellt der letzte Hochofen noch vor 2035 seinen Betrieb ein, während dies in den Szenarien Mix/Hybrid und KN100 erst zwischen 2040 und 2045 der Fall ist.

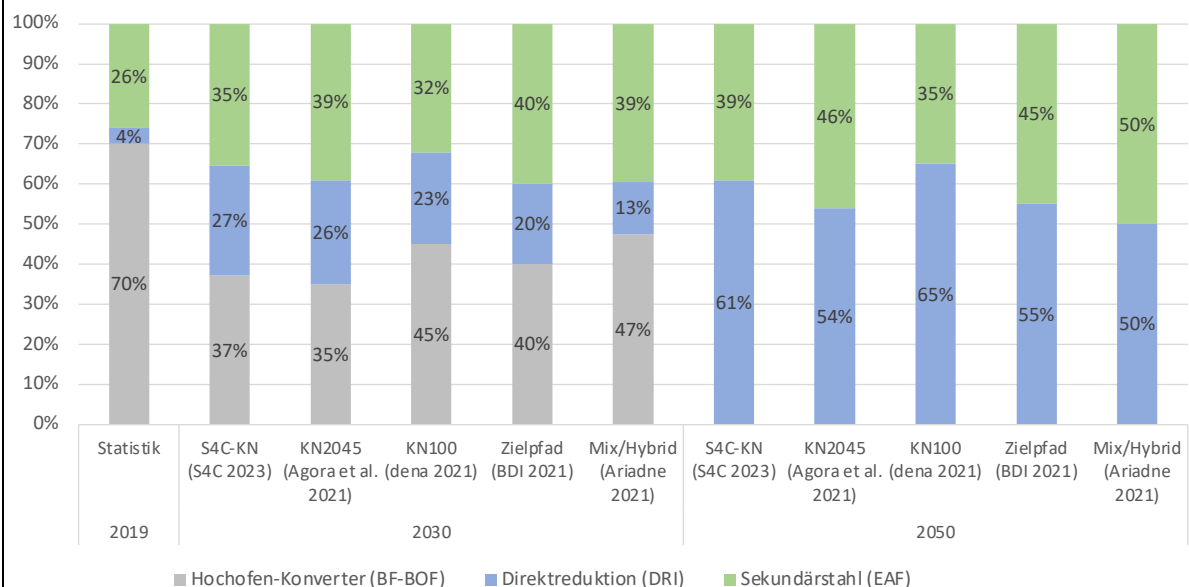


Abbildung 10: Anteile verschiedener Rohstahl-Produktionsrouten in ausgewählten Szenarien

In allen betrachteten Szenarien steigt gegenüber heute zudem der Anteil der Sekundärstahlproduktion an. Allerdings variiert auch dieser Anteil in den Szenarien deutlich. Im Szenario Mix/Hybrid wird Mitte des Jahrhunderts mit 50 % ein besonders hoher Anteil der Sekundärstahlroute angenommen, wobei in der entsprechenden Studie betont wird, dass ein solcher Anstieg „kein einfaches Unterfangen“ sei. Demgegenüber wird im Szenario KN100 bis 2050 nur ein moderater Anstieg der Sekundärstahlroute auf 35 % unterstellt und dabei auf eine begrenzte Eignung der schrottbasierten EAF-Route zur Herstellung hochwertiger Stahlprodukte verwiesen.

In Abschnitt 4.4 der vorliegenden Studie wird im Detail auf die Herausforderungen eingegangen, die für eine deutliche Erhöhung der energie- und ressourcenschonenden Sekundärstahlerzeugung überwunden werden müssen.

Abbildung 11 zeigt die Energiewende auf, die die deutsche Stahlindustrie ab Mitte der 2020er Jahre durchläuft. Die Umstellung auf die zunächst vorwiegend mit Erdgas betriebene Direktreduktionsroute (DRI-Route) geht dabei mit einem vorübergehend höheren Erdgaseinsatz einher – die Stahlindustrie setzt 2030 als einzige Branche im Szenario mehr Erdgas ein als heute. Dies ist zum einen auf einen anteiligen Einsatz im Schachtofen zurückzuführen, zum anderen müssen auch die durch das Ausscheiden der Hochöfen, Kokereien und Konverter wegfallenden Kuppelgase in den Wiedererwärmungsöfen der Warmwalzwerke ersetzt werden, was zunächst durch Erdgas realisiert wird. Die im September 2022 angekündigte vorübergehende Stilllegung der einzigen DRI-Anlage Europas in Hamburg (ArcelorMittal, 2022) macht deutlich, dass mit den im Herbst 2022 üblichen Erdgaspreisen an einen wirtschaftlichen Betrieb ausschließlich mit Erdgas nicht zu denken ist. Wasserstoff begleitet die Einführung der Schachttöfen im Szenario S4C-KN deshalb von Anfang an und ersetzt Erdgas bis 2040 vollständig. Biomasse gewinnt langfristig eine wichtige Rolle als Kohlenstoff-Lieferant und ab 2040 auch als Energieträger. Sie wird spätestens 2045 ausschließlich in Verbindung mit BECCS eingesetzt. Hierfür werden die großen Standorte der Stahlindustrie an ein CO<sub>2</sub>-Netz angeschlossen. Biomasse findet Verwendung z. B. zur Aufkohlung im elektrischen Einschmelzaggreat sowie in gasifizierter Form zur Bereitstellung von Hochtemperaturwärme in Wiedererwärmungsöfen der Walzwerke mit Oxyfuel-Technik. Dort können auch die verbliebenen Kuppelgas-Mengen aus Einschmelzer und Konverter eingesetzt werden. Das bei der Verbrennung entstehende und abgeschiedene sowie das am Schachtofen abgeschiedene CO<sub>2</sub> wird per Pipeline einem CO<sub>2</sub>-Hub an der deutschen oder niederländischen Nordseeküste zugeführt.

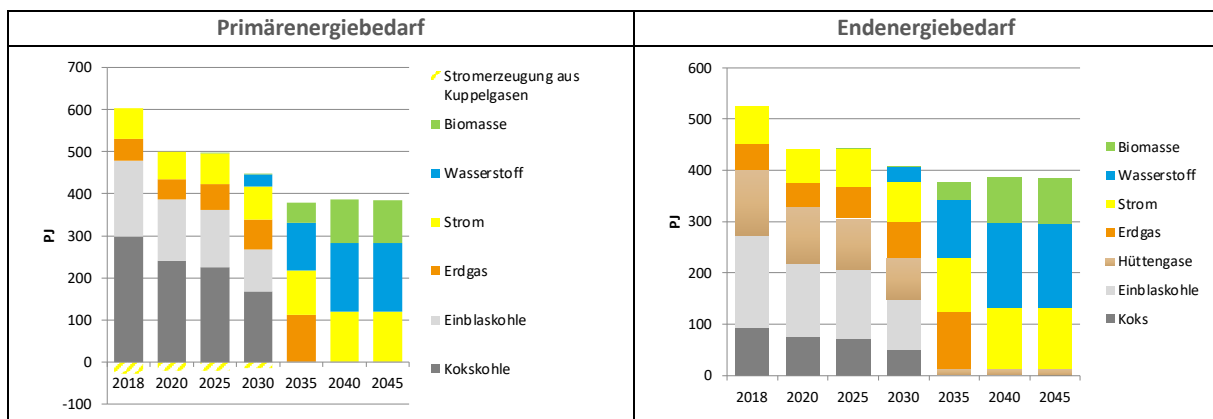


Abbildung 11: Entwicklung des Primär- und Endenergieeinsatzes in der Stahlindustrie

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung.

In Tabelle 2 sind zudem die Materialflüsse der Stahlindustrie vereinfacht bilanziert. Die Bilanz zeigt auf, dass sich beim Erzbezug eine Verschiebung von Fein- und Stückerz hin zu Pellets vollzieht. Dies ist auf die Anforderungen der neuen DRI-basierten Prozesse zurückzuführen. Der Prozessschritt der Agglomeration (heute Sintern) fällt demnach aus der Bilanzgrenze hinaus und wandert – annahmegemäß – zu den Erzförderländern. Im Hinblick auf das benötigte Erz ist außerdem bedeutend, dass die Weiterverarbeitung des im Schachtofen erzeugten DRI im Lichtbogenofen höhere Erzqualitäten („DRI-grade“) erfordert, was kurzfristig durchaus eine Herausforderung darstellen könnte, da der Weltmarkt hierfür bisher klein ist. Der von thyssenkrupp favorisierte Prozess, den

Lichtbogenofen durch eine Kombination aus elektrischem Einschmelzer und konventionellem Konverter zu ersetzen, könnte dagegen auch mit den weniger eisenhaltigen „BF-grade“ Pellets betrieben werden, was die Robustheit des Transformationsprozesses erhöhen kann.

Die Bilanztafel weist mit einer Differenz zwischen Produktion und Verwendung von DRI zudem auf eine weitere getroffene Annahme hin: Es wurde angenommen, dass Deutschland zukünftig in verstärktem Maße DRI importieren wird. Vor dem Hintergrund der Ankündigungen von erzfördernden Unternehmen, in die Eisenerz-Direktreduktion in den jeweiligen Förderländern einsteigen zu wollen, erscheint es naheliegend, dass Standorte in Deutschland auf diesem entstehenden Weltmarkt für DRI als Kunden partizipieren werden.

Ein wichtiges Kuppelprodukt der Stahlindustrie ist Hüttensand, der in der Zementherstellung anteilig als Klinkerersatz genutzt wird. Sein Aufkommen geht im Szenario im Zuge des Abbaus von Hochofenkapazitäten deutlich zurück, was eine zusätzliche Herausforderung für die Zementindustrie bei der Senkung des für ihre Treibhausgasemissionen entscheidenden Klinkerfaktors darstellt (s. Abschnitt 3.3). Dabei wird jedoch angenommen, dass zumindest die Schlacken aus den elektrischen Schmelzaggregaten des Duisburger Standorts weiterhin als Klinkersubstitut Verwendung finden können. (Mit einem maximalen Masseanteil an Zementen von 35 %, d. h. analog zum Hüttensand im heute üblichen Portlandhüttenzement (CEM II/B-S)).

Tabelle 2: Materialflüsse in der deutschen Stahlindustrie

Angaben in [Mio. Tonnen/a]	2018		2030		2040		2050	
	Pro- duktion	Verwen- dung	Pro- duktion	Verwen- dung	Pro- duktion	Verwen- dung	Pro- duktion	Verwen- dung
Rohstahl	43,4	-	40,3	-	40,7		40,6	
Schrott	-	18,4		20,0		20,7		21,4
DRI	0,6	1,1	8,4	10,3	22,4	27,6	22,4	26,6
DRI-grade Pellets	-	0,8	-	8,9	-	21,4	-	20,0
BF-grade Pellets	-	9,6	-	10,6	-	16,7	-	16,7
Feinerz	-	24,9	-	13,7	-	0,0	-	0,0
Stückerz	-	3,5	-	1,9	-	0,0	-	0,0
Kalk	-	3,1	-	2,5	-	2,8	-	2,8
Hüttensand*	7,8	-	4,9	-	1,8	-	1,8	-
Sekundärstahlanteil	40%		47%		48%		50%	

\*Inkl. Schlacken aus elektrischen Schmelzaggregaten.

Quelle: Eigene Berechnung.

Für den im Szenario S4C-KN beschriebenen Transformationspfad der Stahlindustrie in Deutschland wird die Branche – mit Unterstützung der Politik – kurzfristig die folgenden zentralen Herausforderungen bewältigen müssen:

- Realisierung der Investitionen in die Schachtofen sowie Lichtbogenöfen bzw. anderer Schmelzaggregate
- Sicherstellung einer ausreichenden Energieversorgung durch Absicherung von Erdgaslieferungen und den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur
- Sicherung der Verfügbarkeit von ausreichenden Importmengen an „DRI-grade“-Eisenerzpellets
- Regulatorische Absicherung eines Ausgleichs der höheren operativen Kosten gegenüber konventionell hergestellten Stahlimporten

Nach 2030 stellen sich weitere Herausforderungen:

- Verbesserung der Qualität des Stahlschrotts durch verbesserte Sortierung bzw. durch Prognose der Zusammensetzung (Legierung), um höhere Einsatzquoten zu realisieren und damit die Importabhängigkeiten zu senken (s. hierzu auch Abschnitt 4.4)
- Anschluss der Primärstandorte an ein CO<sub>2</sub>-Netz
- Versorgung der kleineren Sekundär-Standorte mit erneuerbaren Energien für die Walzwerke (Ersatz von Erdgas, beispielsweise durch lokales Biogasaufkommen)
- Bezug ausreichender Mengen nachhaltiger Biomasse
- Herausbildung eines Weltmarkts für DRI und/oder Schaffung von Rohstoffpartnerschaften
- Konkurrenz auf dem Weltmarkt für grünen Stahl
- Möglicherweise neue flexiblere Betriebskonzepte, um besser auf Rohstoff-Spreads und/oder volatile Energiemärkte sowie Nachfragezyklen reagieren zu können

### 3.1.2 Chemische Industrie

Die chemische Industrie emittierte nach den hier vorgenommenen Berechnungen und Abgrenzungen im Jahr 2018 knapp 42 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-Äq., davon entfielen etwa 40 % auf nordrhein-westfälische Anlagen.<sup>17</sup>

Ein Großteil der Scope-1-Emissionen, also der direkten Emissionen der chemischen Industrie, sind dabei auf drei Bereiche zurückzuführen:

---

<sup>17</sup> In der vorgenommenen Abgrenzung umfasst die chemische Industrie die in der deutschen Energiestatistik separat ausgewiesenen Bereiche der „Herstellung von Basischemikalien“ und der „sonstigen chemischen Industrie“. Die hier genannte Menge an Treibhausgasemissionen bezieht sich auf die im Modell vorgenommene Abgrenzung der chemischen Industrie nach *Anlagentyp*, während die Emissionsstatistik auf den *Hauptzweck* des betreibenden Unternehmens als Abgrenzungskriterium abstellt. Aus diesem Grund werden etwa diejenigen Steamcracker, die sich im Besitz der Raffinerien befinden, in der hier gewählten Abgrenzung miteingefasst. Ein weiterer Grund für eine Abweichung der Emissionsmenge gegenüber der Emissionsberichterstattung Deutschlands in den CRF-Tabellen besteht, weil in letzteren über die chemische Industrie nur unvollständig separat berichtet wird und ein Großteil ihrer Emissionen dort unter den „sonstigen Emissionen“ des Industriesektors gefasst sind.

- die Spaltung von Kohlenwasserstoffen und die Erzeugung so genannter Plattformchemikalien in den Steamcrackern,
- die Wasserstoffherzeugung, in erster Linie zur Produktion von Ammoniak, sowie
- die Bereitstellung von Dampf (und Strom) durch Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) und Dampfkessel am Standort der Chemiewerke („on site“).

Modelltechnisch wurde die onsite-Dampfbereitstellung durch das Energieangebotsmodell ermittelt und ist im Abschnitt zur Energieumwandlung beschrieben. Auf diesen Teil bzw. den zugrundeliegenden Energiebedarf der Scope-1-Emissionen wird jedoch auch im vorliegenden Abschnitt eingegangen, um ein möglichst vollständiges Bild der Energie- und Emissionssituation der chemischen Industrie zu beschreiben.

Abbildung 12 zeigt den Endenergiebedarf der chemischen Industrie. Im oberen Abbildungsteil ist dabei Dampf – abweichend von den Konventionen der deutschen Energiebilanzierung – als eigener Endenergieträger geführt, während seine Bereitstellung durch Brennstoffe bzw. Strom im unteren Teil aufgezeigt wird. Emissionsrelevant ist darüber hinaus noch der Brennstoffeinsatz in den Steamcrackern. Bei den dort eingesetzten Brennstoffen handelt es sich jedoch ganz überwiegend um Kuppelprodukte aus dem Betrieb der Cracker selbst, die in der deutschen Energiebilanz nicht als Endenergieeinsatz bilanziert werden. Der Teil der Cracker-Co-Produkte, der zur Erzeugung von Dampf eingesetzt wird, ist in Abbildung 12 dargestellt. Der energetisch motivierte Einsatz von Energieträgern sinkt über die Zeit moderat ab, getrieben durch den effizienzbedingt niedrigeren Dampfbedarf. Der heute durch gasförmige Brennstoffe gedeckte Bedarf an Hochtemperaturwärme wird im Szenario schrittweise durch Wasserstoff und Strom ersetzt. Auch eine Hochtemperatur-Wärmebereitstellung durch Cracker-Co-Produkte wäre in Zukunft möglich (statt der Nutzung für die Dampferzeugung), wurde hier jedoch nicht angenommen.<sup>18</sup> Der Strombedarf steigt darüber hinaus auch durch den Einsatz von CCS an.

Eine insgesamt weit bedeutendere Zunahme des Stromeinsatzes zeigt sich im unteren Teil der Abbildung: Durch den Einsatz von Wärmepumpen wird im Szenario bereits mittelfristig mehr Strom genutzt. Nach 2035 setzt eine weitere Stufe ein, in der für die Erzeugung von Dampf auf höheren Temperaturstufen zusätzlich auch Elektrodenkessel in Grundlast eingesetzt werden. Die Verfügbarkeit von Cracker-Co-Produkten, die zur Dampferzeugung genutzt werden können, steigt über die Zeit durch effizientere Spaltöfen stark an. Nicht berücksichtigt wurde im Szenario die Alternative einer mittelfristig möglichen stofflichen Nutzung der Cracker-Co-Produkte im Hybrid-Betrieb. Dabei würden die Cracker-Co-Produkte in Zeiten hoher Strompreise für die Dampferzeugung genutzt, in Zeiten niedriger Strompreise könnten die Cracker-Produkte mit Hilfe von zusätzlich bezogenem oder vor Ort elektrolytisch hergestelltem Wasserstoff zu Methanol verarbeitet werden, während der Dampf elektrisch bereitgestellt würde. Bei ausreichend vorhandener Lagerkapazität für Methanol (z. B. an Raffineriestandorten) und der damit verbundenen Möglichkeit, die Weiterverarbeitung kontinuierlich zu

---

<sup>18</sup> In Öfen sind Hybrid-Systeme (Strom/Gas) deutlich aufwändiger darzustellen als bei der Bereitstellung von Dampf, wo Doppel-Kapazitäten zukünftig aufgrund relativ geringer Investitionskosten wahrscheinlicher sind.

betreiben, könnte eine solche Betriebsweise in einem zukünftig stark regenerativ basierten Strommarkt attraktiv werden.<sup>19</sup>

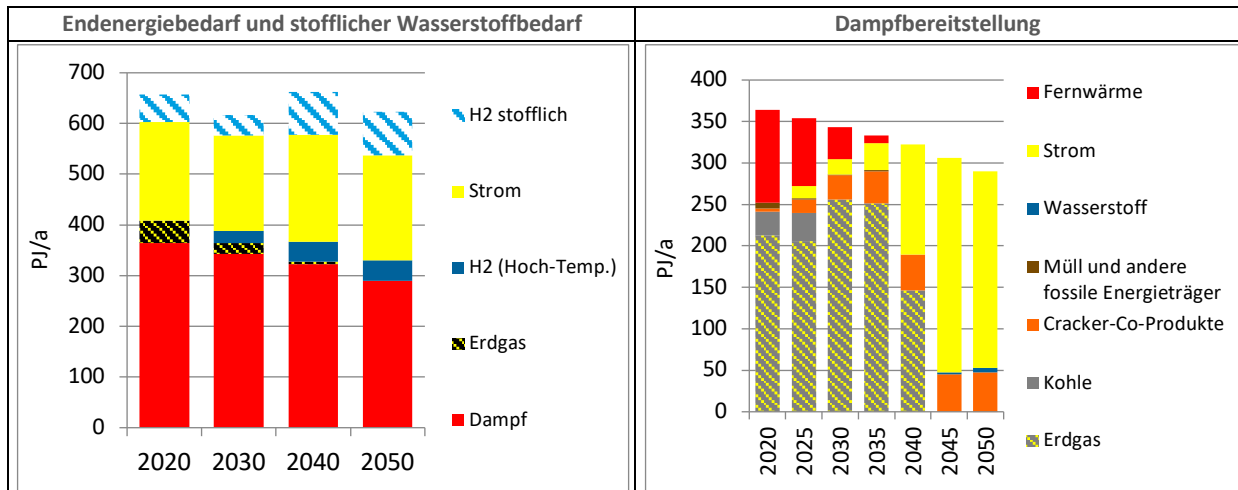


Abbildung 12: Endenergiebedarf und Dampfbereitstellung nach Energieträgern in der chemischen Industrie

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung.

Die Scope-2-Emissionen betreffen die Emissionen, die dem Strom- und Fernwärmebezug aus dem Umwandlungssektor zuzuordnen sind. Sie sind in Abschnitt 3.4.2 beschrieben (s. unten). Von größerer Bedeutung im Hinblick auf die chemische Industrie sind jedoch die Scope-3-Emissionen. Sie umfassen einerseits („upstream“) die Emissionen der Produktion von Einsatzstoffen der chemischen Industrie, wie z. B. Ölprodukte, und andererseits („downstream“) die während der Nutzung oder bei der Entsorgung der Produkte anfallenden Emissionen (z. B. aus der Kunststoffabfallverbrennung). Auch wenn die Emissionswirkungen außerhalb des Bilanzbereichs von Scope-1 liegen und damit nicht auf die Zielsetzungen der Bundesregierung für die Industrie angerechnet werden, hat die chemische Industrie durch die Wahl alternativer grüner Einsatzstoffe und die mögliche Rücknahme von Kunststoffabfällen für ein stoffliches Recycling direkte Einwirkungsmöglichkeiten auf die Emissionen entlang ihrer Wertschöpfungskette bzw. des Lebenszyklus ihrer Produkte.

Abbildung 13 zeigt die Scope-1-Emissionen der chemischen Industrie auf. Mit der „Netto-Bindung von CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre in Produkten“ wird der zusätzliche Hebel über die CO<sub>2</sub>-Senkenleistung dargestellt, der sich über einen Wechsel zu grünem Feedstock ergibt. Durch den Einsatz von etwa 10 Mio. Tonnen an grünen Kohlenwasserstoffen werden im Jahr 2050 etwa 30 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> gebunden, die zuvor – annahmegemäß – über direkte Abscheidung aus der Luft (Direct Air Capture, DAC) gewonnen wurden. Wird ein Teil des Kohlenstoffs wieder oxidiert (z. B. bei der Verbrennung von

<sup>19</sup> Durch eine Elektrifizierung der Steamcracker ließe sich die Ausbeute an Cracker-Co-Produkten noch ausweiten, nach internen Berechnungen des Wuppertal Instituts wäre eine solche Betriebsweise jedoch nur unter relativ extremen Annahmen zum Spread zwischen Industriestrompreis in Deutschland und einem alternativen grünen Methanol-Import ökonomisch attraktiv.



Steamcracker-Beiprodukten oder bei der Pyrolyse von Kunststoffabfällen), so wird das in der Abbildung als positive Emission dargestellt. Sofern bei dieser Verbrennung jedoch eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung stattfindet, wird noch einmal eine entsprechende Gegenbuchung vorgenommen.

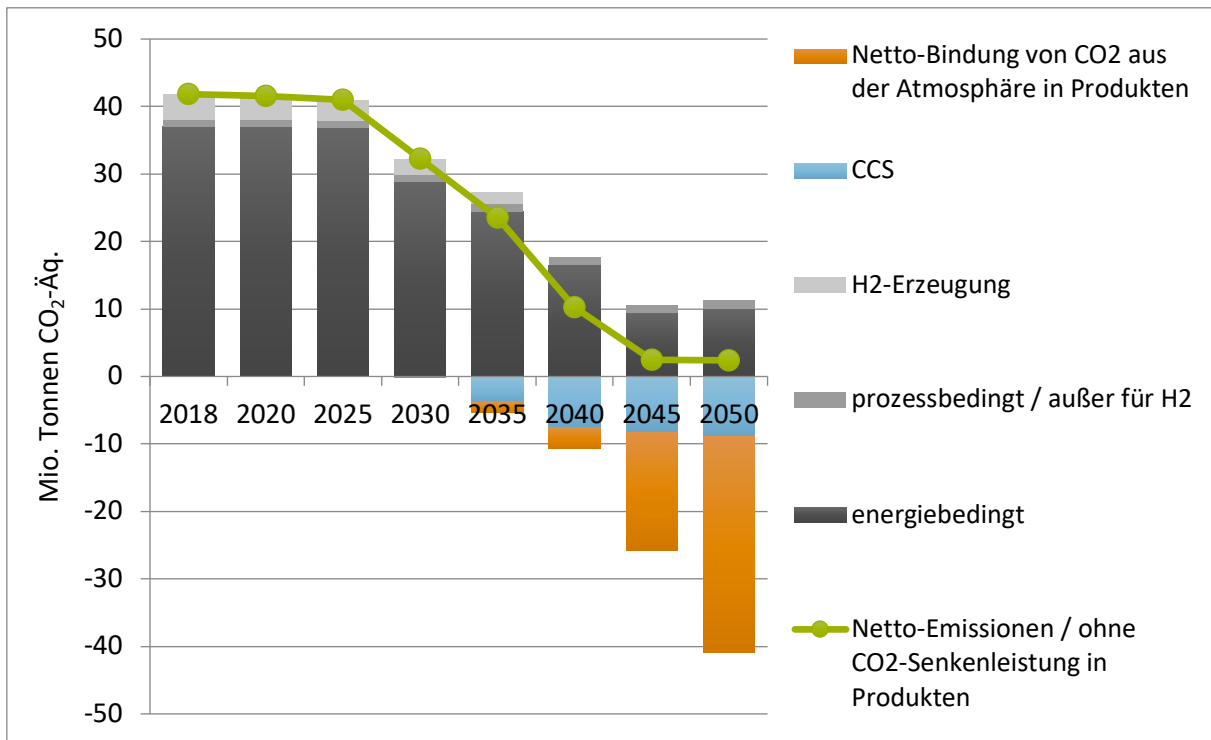


Abbildung 13: THG-Emissionen der chemischen Industrie in Deutschland (Scope 1)

Abschließend ist in Abbildung 14 die Entwicklung der Produktion von so genannten „High-Value Chemicals“ (HVCs) dargestellt.<sup>20</sup> Hierbei handelt es sich um Kohlenwasserstoffprodukte, die als Plattformchemikalien bei der Produktion von Polymeren oder Lösungsmitteln zum Einsatz kommen. Die Investitionen in die neuen Produktionsrouten wurden mit einem Optimierungsmodell, das Europa insgesamt abdeckt, simuliert.

Im Szenario S4C-KN wird die anfangs noch komplett rohölbasierte Produktion (Naphtha-Cracking und Propylen aus den FCC-Anlagen der Raffinerien) bis 2050 vollständig auf zirkuläre bzw. grüne Produktion umgestellt. In der Simulation gewinnt dabei alternativer fossiler Feedstock (Shalegas) in Europa mittelfristig weiter an Bedeutung, Deutschland partizipiert hieran jedoch nicht, da keine Import-Infrastrukturen bzw. Pipelines zur Verfügung stehen. Bis 2040 sind alternative Routen wie chemisches Recycling etabliert (Gasöl und MtO). „Grünes“ Methanol kann annahmegemäß ab Ende der 2030er Jahre auch über den Weltmarkt bezogen werden und wettbewerbsfähig eingesetzt werden. Produkte wie Butadien und Benzol werden aufgrund der sich ändernden Anlagen- und Einsatzstrukturen

<sup>20</sup> Hierunter sind die Steamcracker-Produkte Ethylen, Propylen, Butadien sowie die drei Aromaten Benzol, Toluol und Xylol (BTX) gefasst.

vergleichsweise knapp, woraus sich Nischen für biobasierte Produktion bzw. Biopolymere ergeben. Die Feedstockwende wird erst während der späten 2040er-Jahre abgeschlossen, wobei besonders in Deutschland Naphtha als Feedstock wichtig bleibt: Im Zielzustand 2050 deckt „grünes“ synthetisches Naphtha mehr als die Hälfte des Feedstockbedarfs.

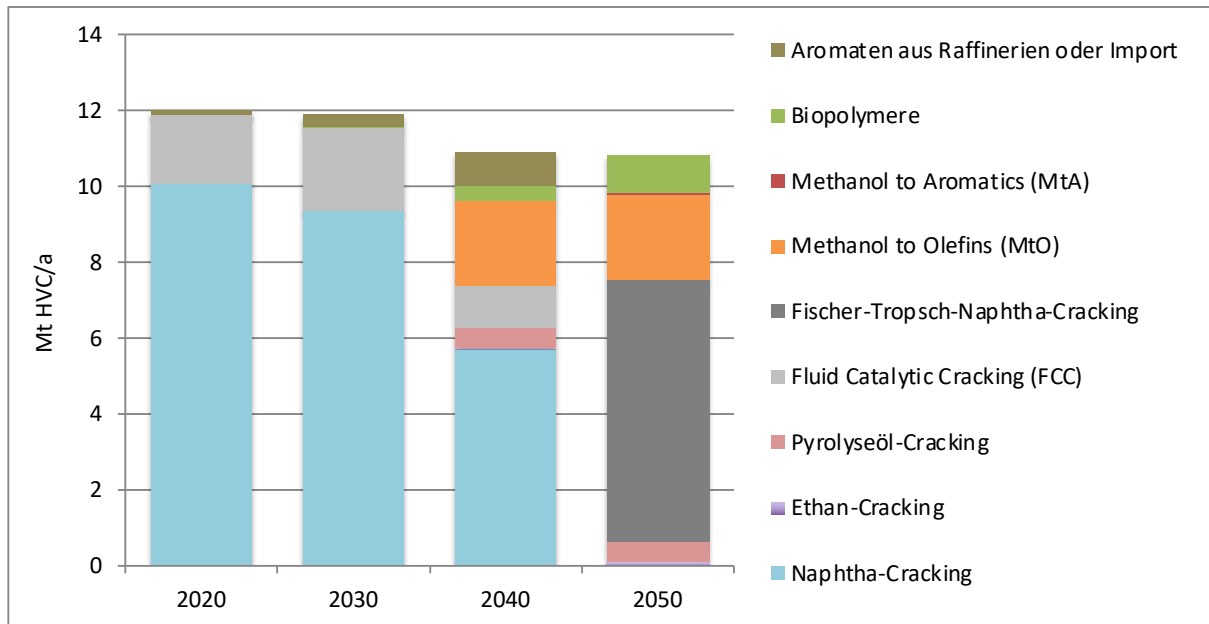


Abbildung 14: Produktion von High-Value Chemicals (HVC) nach Routen

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung.

### Kasten 5: Vergleich des Szenarios S4C-KN mit anderen Szenarien hinsichtlich des HVC-Outputs nach Feedstock/Routen im Jahr 2045/2050

Ein Vergleich aktueller Klimaschutzszenarien für Deutschland zeigt, dass in allen betrachteten Szenarien bis 2050 eine vollständige Umstellung des Feedstock-Einsatzes zur HVC-Herstellung angenommen wird (s. Abbildung 14). Das derzeit dominierende fossile Naphtha wird in den Szenarien wegen der mit diesem Feedstock verbundenen end-of-life-CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050 vollständig durch andere Einsatzstoffe ersetzt, die entweder auf Entnahme von Kohlenstoff aus der Atmosphäre (direkt über „DAC“ oder indirekt über Biomasse) oder aber auf chemischem Recycling oder CCU basieren.

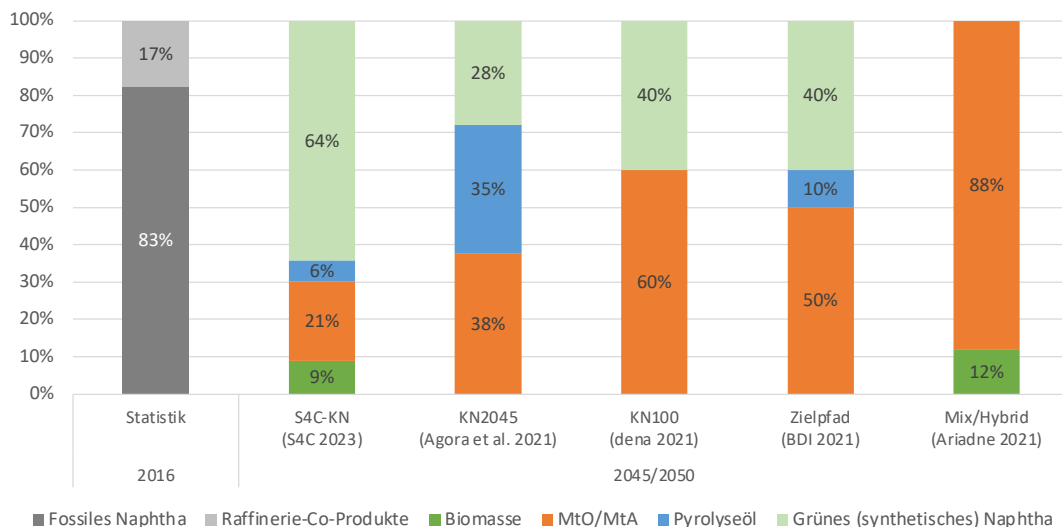


Abbildung 15: Anteile des HVC-Outputs nach Feedstock/Route in ausgewählten Szenarien

Dabei spielt in allen Szenarien „grünes“ Methanol eine bedeutende Rolle, das im Jahr 2050 über die MtO/MtA-Routen je nach Szenario zu mindestens 20 und bis zu knapp 90 % zur HVC-Produktion beiträgt. Ebenfalls bedeutsam ist in den meisten betrachteten Szenarien der Einsatz von „grünem“ Naphtha, das – ähnlich wie grünes Methanol – auf Basis von grünem Wasserstoff und klimaneutralem CO<sub>2</sub> produziert wird und 2050 in den Szenarien für bis zu 60 % des HVC-Outputs als Grundlage dient. In KN100 wird angenommen, dass ein Teil des Bedarfs an grünem Methanol und grünem Naphtha Mitte des Jahrhunderts auch durch inländische Produktion gedeckt wird, während das benötigte grüne Methanol im Szenario Mix/Hybrid vollständig inländisch über (importierten) Wasserstoff und aus der Industrie abgeschiedenes CO<sub>2</sub> erzeugt wird. In den drei anderen Szenarien (S4C-KN, KN2045 und Zielpfad) werden das grüne Methanol und das grüne Naphtha hingegen vollständig aus Weltregionen mit besonders guten Bedingungen erneuerbarer Energieerzeugung importiert.

Pyrolyseöl aus chemischem Recycling ist eine weitere Feedstock-Quelle in drei der betrachteten Szenarien. In den Szenarien S4C-KN und Zielpfad deckt es 6 bzw. 10 % des HVC-Outputs im Jahr 2050 ab. Im Szenario KN2045 liegt der Anteil 2050 mit 35 % sogar noch deutlich höher. Dort wird unterstellt, dass Deutschland zukünftig in großem Maße Anlagen zum chemischen Recycling betreiben wird und hierfür über die Seehäfen (v. a. Rotterdam und Antwerpen) bedeutende Mengen an Kunststoffabfällen importieren (bzw. „zurücknehmen“) wird. In KN100 und Mix/Hybrid wird hingegen kein Einsatz von Pyrolyseöl unterstellt, da in beiden Szenarien chemisches Recycling nicht berücksichtigt wird.

Schließlich wird in den Szenarien S4C-KN und Mix/Hybrid unterstellt, dass 2050 auch rund 10 % des HVC-Outputs auf Biomasse basieren wird. Dieser Biomasseinsatz wird in S4C-KN darauf zurückgeführt, dass eine Knappheit des Butadien- und Benzol-Outputs in den anderen angenommenen HVC-Routen Nischen für eine biobasierte Produktion bzw. für Biopolymere eröffnen wird.

### 3.1.3 Zementindustrie

Die deutsche Zementindustrie emittierte im Basisjahr des Szenarios (2018) 20 Mio. t CO<sub>2</sub><sup>21</sup> (VDZ, 2021), wovon ca. zwei Drittel auf prozessbedingte Emissionen zurückzuführen sind und ein Drittel auf die Nutzung von Brennstoffen für die Bereitstellung von Hochtemperaturwärme.

Für die Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen stehen eine Reihe von Minderungsoptionen zur Verfügung, die u. a. von CSI / ECRA (2017), Nolting et al. (2018), Ruppert et al. (2020), Schneider (2019), Schüwer et al. (2022) und Scrivener et al. (2018) dargestellt wurden und sich grob vier Bereichen zuordnen lassen:

- Zement- und klinkereffizienter Betonbau
- Neue Zemente und Bindemittel
- CO<sub>2</sub>-reduzierte Bereitstellung thermischer Energie
- CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Nutzung oder Speicherung (CCUS)

Diese verschiedenen Minderungshebel wurden bereits in mehreren Roadmaps für unterschiedliche Ebenen (Deutschland, EU, global) zusammengeführt (Cembureau, 2020; Favier et al., 2018; GCCA, 2021; IEA/CSI, 2018; Material Economics, 2019; Schüwer et al., 2022; VDZ, 2020a).

Im Szenario S4C-KN wird zunächst ein Anstieg der gesamten Bautätigkeit in Deutschland um 11 %<sup>22</sup> angenommen, wobei insbesondere im Tiefbau ein Zuwachs erwartet wird. Demgegenüber steht ein leichter Zuwachs des Holzbaus in den Segmenten des Wohnungsbaus und Nichtwohnungsbaus, wodurch sich der Anteil des Betonbaus in diesen Segmenten um 5 bzw. 2 Prozentpunkte gegenüber dem Basisjahr verringert. Durch eine gesteigerte Materialeffizienz im Betonbau (u. a. durch materialeffiziente Planung, den Einsatz alternativer Bewehrungen, Spannbetondecken, Hohlkörper und Gradientenbeton) sinkt, bezogen auf eine gleichbleibende Leistungsfähigkeit und eine gleichbleibende Funktionsbereitstellung der Betonbauten, die benötigte Betonmenge um 18 % im Hochbau sowie um 9 % im Tiefbau. Durch eine weiter verbesserte Zusammensetzung der Betone (z. B. verbesserte Korngrößenabstimmung, verbesserte Betonzusatzmittel und angepasster Wasser/Zement-Wert) sowie durch eine stärker auf die spezifischen Bauteilanforderungen ausgerichtete Betonwahl kann der Bindemittelanteil in Betonen im Mittel um 14 % im Hochbau und 9 % im Tiefbau reduziert werden.<sup>23</sup> In Summe reduziert sich so der Bindemittelbedarf bis 2045 um 17 % gegenüber dem Basisjahr. Der Bindemittelbedarf wird im Szenario vollständig inländisch gedeckt. Der

---

<sup>21</sup> Direkte Emissionen.

<sup>22</sup> Prozentangaben hier und im Folgenden bezogen auf die Veränderung bis 2045 gegenüber dem Basisjahr (2018). Alle geschilderten Veränderungen vollziehen sich graduell über den gesamten Zeitraum.

<sup>23</sup> Hierbei ist berücksichtigt, dass die heute in Betonen eingesetzten Flugaschen zumindest anteilig durch Bindemittel ersetzt werden (müssen).

Im- und Export von Zementklinker entwickelt sich, ausgehend vom (niedrigen) Niveau im Basisjahr, proportional zur produzierten Klinkermenge.<sup>24</sup>

Als Bindemittel werden im Szenario auch im Jahr 2045 zu 95 % Zemente, die herkömmlichen Zementklinker beinhalten, eingesetzt. Das Zementportfolio verändert sich bis dahin jedoch grundlegend (s. Abbildung 16): Durch den kompletten Wegfall von Hüttensand bis 2035 (s. Stahlszenario) entfallen Hochofenzemente sowie Portlandhüttenzemente bis 2035 größtenteils und bis 2040 vollständig, und auch der Einsatz von heute erst am Beginn des Markthochlaufs stehenden Portlandkompositzementen unter Verwendung von Hüttensand bleibt auf einen Zeitraum von ca. 10 bis 15 Jahren begrenzt. Trotz der Herausforderung durch entfallende Hüttensande (und Flugaschen) kann der Einsatz von Portlandzement im Szenario jedoch kontinuierlich weiter reduziert werden und beschränkt sich 2045 auf wenige Anwendungen im Tiefbau sowie im Betonfertigteiltbau. Mittel- und langfristig spielen Portlandkompositzemente unter Verwendung von calcinierten Tonen im Szenario eine prominente Rolle. Langfristig wird zudem der Einsatz von rekarbonatisiertem rezykliertem Zementstein und diversen weiteren Klinkerersatzstoffen<sup>25</sup> angenommen. Des Weiteren ist für die Minderung der entstehenden CO<sub>2</sub>-Mengen eine kontinuierliche Absenkung des durchschnittlichen Klinkeranteils in Portlandkalksteinzementen relevant. In Summe verbleibt der Klinkeranteil in Zementen – aufgrund der Notwendigkeit, den wegfallenden Hüttensand zu kompensieren – lange in etwa auf dem heutigen Niveau und kann erst langfristig (nach 2040) signifikant abgesenkt werden (s. Abbildung 17).

---

<sup>24</sup> Die Klinkerimporte betragen im Basisjahr 2018 weniger als 0,5% bezogen auf die in Deutschland produzierten Mengen, die Exporte betragen ca. 2 % (VDZ, 2019). Der Handel mit Zement und Klinker über die deutschen Landesgrenzen hinweg spielt gegenwärtig und im Szenario auch zukünftig also eine sehr untergeordnete Rolle.

<sup>25</sup> Z. B. modifizierte Stahlwerksschlacke oder Betonbrechsande. Unter Verwendung dieser Stoffe hergestellte Zemente sind im Szenario unter „Sonstige Zemente“ subsummiert.

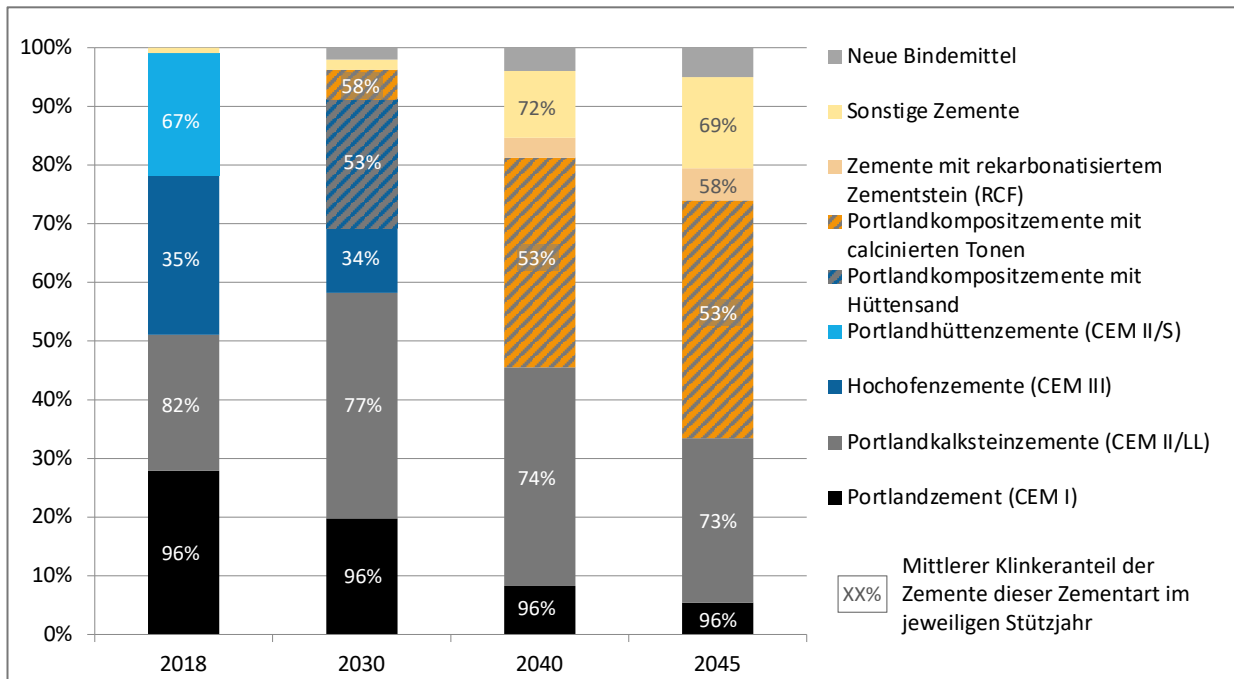


Abbildung 16: Entwicklung des Bindemittelportfolios

Quelle: Eigene Abschätzung basierend auf VDZ (2019, 2020b).

Neue Bindemittel, die keinen herkömmlichen Zementklinker beinhalten, gewinnen im Szenario bis 2045 einen Marktanteil von 5 %. Um die Diversität der Ansätze in diesem Technologiebereich abzubilden, wurde ein Mix der Bindemittel Solidia<sup>®</sup>, Celitement<sup>®</sup> und Ternocem<sup>®</sup> abgebildet. Für diesen Mix wurden basierend auf den spezifischen Emissionen der zugrunde liegenden Bindemittel spezifische Emissionen in Höhe von 430 kg CO<sub>2</sub>/t Bindemittel angenommen.<sup>26</sup>

<sup>26</sup> Zum Vergleich: die durchschnittlichen spezifischen Emissionen heutiger Zemente sind ca. 580 kg CO<sub>2</sub>/t Zement (VDZ, 2021).

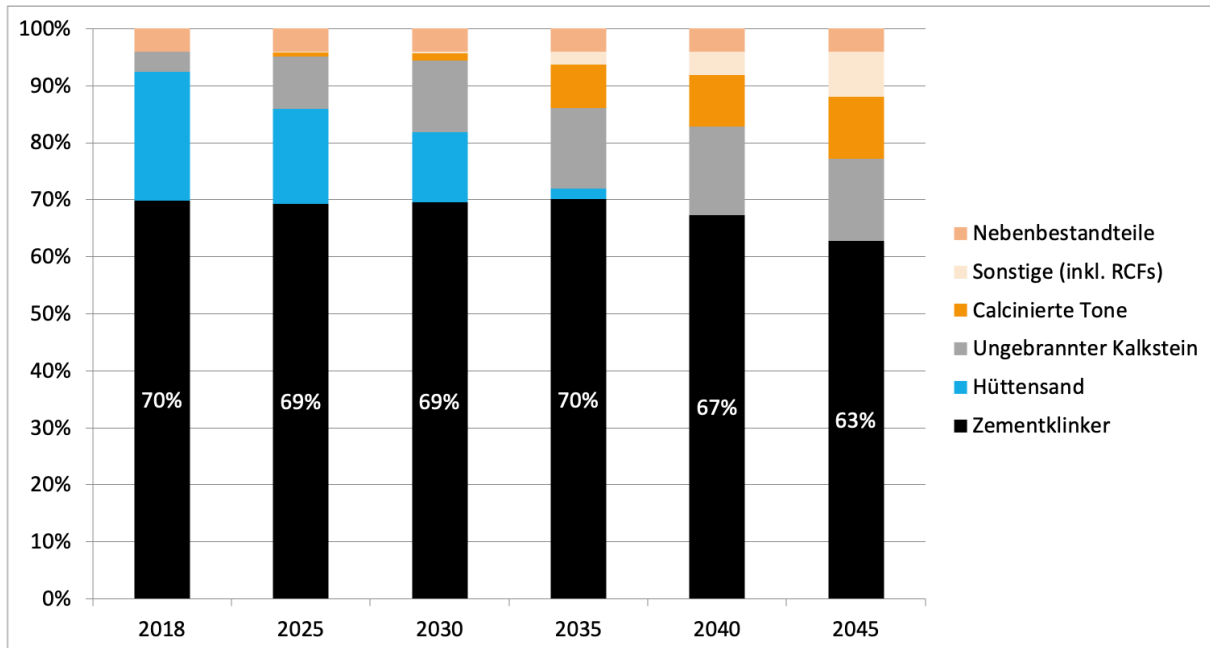


Abbildung 17: Entwicklung der Zementbestandteile (ohne neue Bindemittel)

Quelle: Eigene Abschätzung basierend auf VDZ (2019, 2020b).

Hinweis: Die angegebenen Prozentwerte beziehen sich auf den durchschnittlichen Klinkeranteil im Zementmix.

Die Bereitstellung thermischer Energie für die Klinkerherstellung verändert sich im Szenario dahingehend, dass der Anteil abfallbasierter Brennstoffe von heute ca. 70 % bis 2045 kontinuierlich bis auf 90 % erhöht wird. Aufgrund des langfristig sinkenden thermischen Energiebedarfs (infolge der rückläufigen Klinkerproduktion) liegt der Bedarf an entsprechend nutzbaren Abfallstoffen nach einem zwischenzeitlichen Zuwachs langfristig in etwa auf dem heutigen Niveau. Die restlichen 10 % des thermischen Energiebedarfs für die Klinkerherstellung werden bis 2045 vollständig durch Bioenergie gedeckt, die ab 2035 in steigendem Umfang eingesetzt wird. Die heute eingesetzten fossilen Energieträger werden entsprechend schrittweise ersetzt – Braunkohle bis 2035 und Steinkohle sowie alle anderen fossilen Energieträger bis 2045. Der Strombedarf der Zementindustrie steigt im Szenario durch die angenommene CO<sub>2</sub>-Abscheidung mittels des Oxyfuel-Verfahrens (s. u.) trotz rückläufiger Klinkerproduktionsmengen deutlich an, nämlich gegenüber dem Basisjahr um 45 % bis 2045.

Der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und anschließenden Speicherung bzw. Nutzung kommt im Szenario S4C-KN eine wichtige Rolle zu, um den Ausstoß der verbleibenden entstehenden CO<sub>2</sub>-Menge in die Atmosphäre weitgehend zu vermeiden. Es wird im Szenario angenommen, dass die meisten verbleibenden Standorte der Klinkerherstellung (85 % der Gesamtkapazität im Jahr 2045) bis zum Jahr 2045 an eine überregionale CO<sub>2</sub>-Infrastruktur angeschlossen werden, wodurch ein Abtransport des CO<sub>2</sub> in Richtung Seehäfen (Rotterdam, Wilhelmshafen) und von dort zu einer geologischen Speicherung unter der Nordsee möglich wird. Für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung wird an diesen Standorten überwiegend das energieeffiziente Oxyfuel-Verfahren genutzt; nur an einem Standort wird die sich bereits heute im Bau befindliche LEILAC-Demonstrationsanlage hochskaliert (s. Abbildung 18).

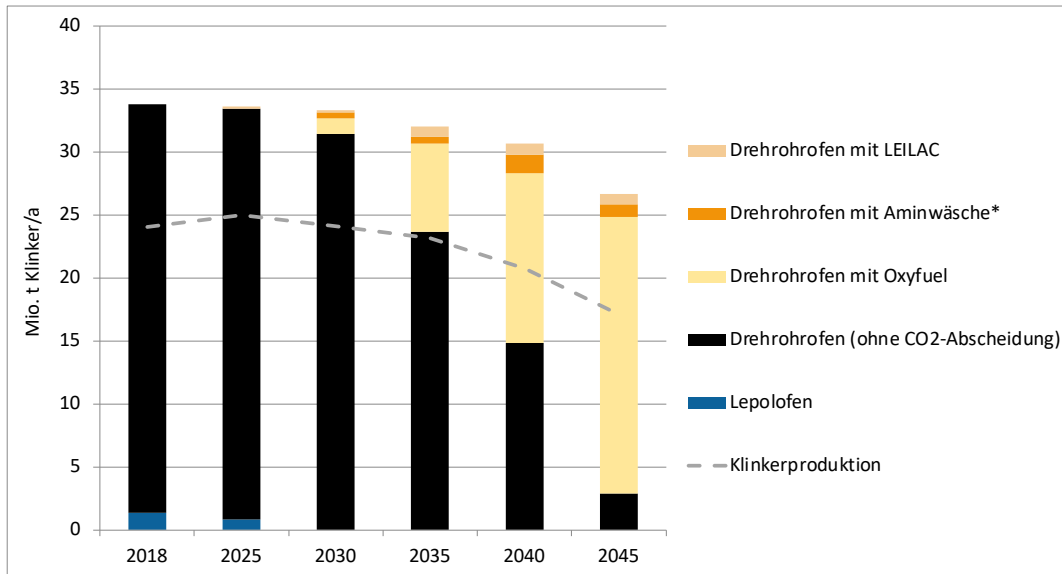


Abbildung 18: Entwicklung der Produktionskapazität für Zementklinker und Vergleich zur Klinkerproduktion

\* Die Kapazität der Öfen mit Aminwäsche ist gemäß des Abscheideanteils auf 50 % skaliert. Die andere Hälfte der Kapazität dieser Öfen wird unter „Drehrohrofen (ohne CO<sub>2</sub>-Abscheidung)“ berichtet.

Für drei verbleibende Klinkerproduktionsstandorte in Süddeutschland (15 % der zukünftigen Gesamtkapazität) wird im Szenario S4C-KN angenommen, dass dort keine überregionale CO<sub>2</sub>-Infrastruktur zur Verfügung stehen wird. An zwei dieser Standorte wird unter Nutzung von Abwärme auf energieeffiziente Weise eine aminwäschebasierte CO<sub>2</sub>-Abscheidung durchgeführt und dadurch 50 % des entstehenden CO<sub>2</sub> abgeschieden (insgesamt im Jahr 2045: ca. 450 kt CO<sub>2</sub>). Dieses wird durch Mineralisierung permanent in Produkten gebunden – z. B. durch die Rekarbonatisierung von rezykliertem Zementstein (s. o.) und von rezyklierter Gesteinskörnung sowie bei der Herstellung von synthetischer Gesteinskörnung.<sup>27</sup> An einem dritten Standort ohne Zugang zur überregionalen CO<sub>2</sub>-Infrastruktur findet keine CO<sub>2</sub>-Abscheidung statt, da die Klinkerproduktion an diesem Standort im Szenario aufgrund des nach 2045 weiter sinkenden Klinkerbedarfs noch vor 2050 stillgelegt wird.

<sup>27</sup> Eine Übersicht über mögliche Verfahren bietet (National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine, 2019).



### Kasten 6: Vergleich des Szenarios S4C-KN mit anderen Szenarien hinsichtlich der angenommenen Anteile der mit CO<sub>2</sub>-Abscheidungen betriebenen Zementklinkerproduktion

Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung spielt in der Zementindustrie Mitte des Jahrhunderts in allen betrachteten Szenarien eine zentrale Rolle für eine weitgehende Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen (s. folgende Abbildung). Im Szenario S4C-KN liegt im Jahr 2050 der Anteil der Zementklinkerproduktion, bei der eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung erfolgt, bei 93 %. Die restlichen 7 % beziehen sich auf die Kapazität der Öfen mit Aminwäsche an zwei Klinkerproduktionsstandorten in Süddeutschland, für die gemäß ihres Abscheideanteils von 50 % lediglich die Hälfte der Produktionskapazität als Anlagen mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung definiert wird. Die meisten anderen in der folgenden Abbildung verglichenen Szenarien nehmen für das Jahr 2050 an, dass die gesamte oder nahezu die gesamte Produktionskapazität (ca. 98 bis 100 %) mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung ausgerüstet sein wird. Eine gewisse Ausnahme stellt das Szenario KN2045 dar. In diesem Szenario wird angenommen, dass auch im Jahr 2050 noch einzelne Standorte in Süddeutschland in Betrieb sind, die aufgrund ihrer geografischen Lage nicht an ein CO<sub>2</sub>-Netz angebunden sind und auch keine CO<sub>2</sub>-Nutzung vor Ort vornehmen.

In den meisten betrachteten Szenarien wird bis 2030 ein ähnlicher Hochlauf der CO<sub>2</sub>-Abscheidung an Zementwerken angenommen. So wird überwiegend unterstellt, dass erste (Demonstrations-) Anlagen zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung im Jahr 2030 etwa 5 bis 7 % der Zementklinkerproduktion abdecken werden. Lediglich im Szenario Mix/Hybrid wird unterstellt, dass 2030 bereits 30 % der Produktionskapazitäten mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung ausgestattet sein werden.

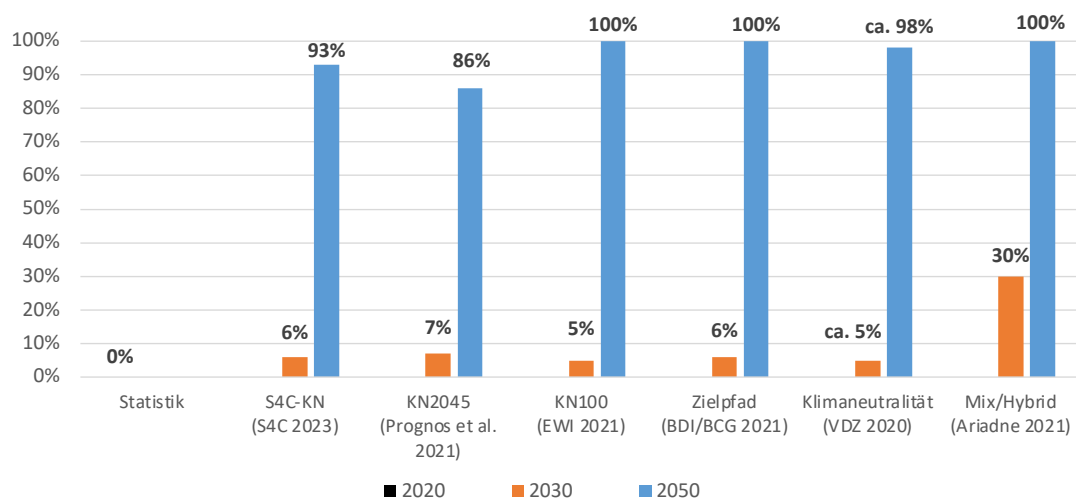


Abbildung 19: Anteile der mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung ausgestatteten Zementklinker-Produktionsstandorte in ausgewählten Szenarien

Bezüglich des Umgangs mit dem abgeschiedenen CO<sub>2</sub> wird in den meisten Szenarien angenommen, dass dieses ausschließlich oder größtenteils dauerhaft geologisch gespeichert wird. Die Nutzung eines Teils des CO<sub>2</sub> in langlebigen Produkten wird in den Szenarien „Zielpfad“ und „Klimaneutralität“ (VDZ, 2020a) nicht ausgeschlossen, aber nicht genau quantifiziert. Im Szenario S4C-KN wird angenommen, dass CO<sub>2</sub> aus der Zementklinkerproduktion im Jahr 2050 in geringem Umfang (knapp 0,5 Mio. t) durch Mineralisierung permanent in Produkten gebunden werden kann, während der Rest des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> dauerhaft geologisch gespeichert wird (in Abschnitt 4.3 werden die Vor- und Nachteile der Speicherung des CO<sub>2</sub> aus Zementwerken im Vergleich zu seiner Nutzung (CCU) ausführlich diskutiert). In KN100 und Mix/Hybrid wird hingegen angenommen, dass ein relevanter Anteil der Emissionen der Zementklinkerproduktion durch die inländische Erzeugung von grünem Methanol oder grünem Naphtha gebunden wird und nur das restliche CO<sub>2</sub> geologisch gespeichert wird.

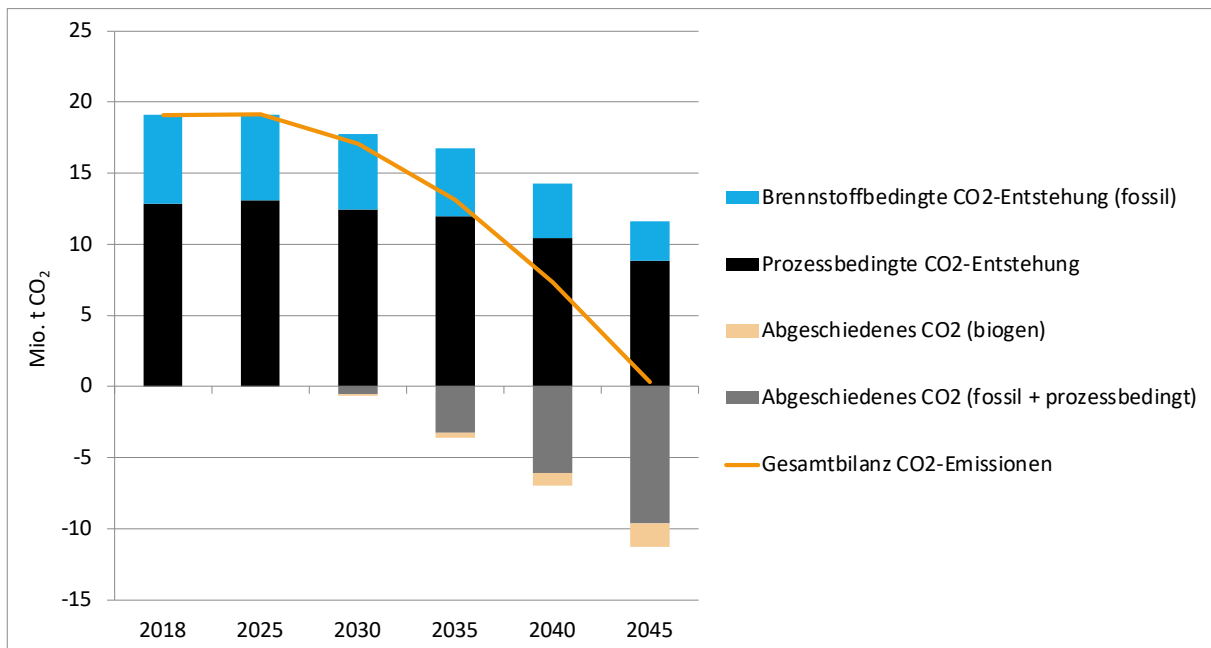


Abbildung 20: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Mengen in der Zementindustrie

Aus den zuvor geschilderten Entwicklungen leitet sich die zeitliche Veränderung der CO<sub>2</sub>-Mengen und -Emissionen in der Zementindustrie ab (Abbildung 20). Durch die sinkende Klinkerproduktionsmenge und den veränderten Brennstoffeinsatz reduziert sich die Menge des entstehenden CO<sub>2</sub> bis 2045 um knapp 40 % im Vergleich zum Basisjahr. Durch CO<sub>2</sub>-Abscheidung und permanente Speicherung können die verbleibenden CO<sub>2</sub>-Emissionen auf ca. 340 kt CO<sub>2</sub> im Jahr 2045 reduziert werden. Hierfür angerechnet wurden auch negative Emissionen aus der Abscheidung und Speicherung biogener CO<sub>2</sub>-Mengen (biogene C-Anteile abfallbasierter Brennstoffe sowie Bioenergie).<sup>28</sup>

### 3.1.4 Sonstige Grundstoffindustrie

Neben der oben ausführlich dargestellten Stahl-, Zement- und Chemieindustrie sowie den Raffinerien wurden für das Szenario die Kalk-, Glas- und Papierindustrie, die Herstellung von Nichteisenmetallen und die Gießereien mittels des Bottom-up-Modells WISEE EDM-D explizit abgebildet.

Im Kalksektor wird im Szenario aufgrund von Nachfragerückgängen aus der Kohleverstromung und der Stahlindustrie von einer gegenüber dem Basisjahr bis 2045 um 17 % verringerten Produktionsmenge ausgegangen. Die Entwicklung des Energieträgereinsatzes zeigt Abbildung 21. Zu beachten ist, dass Braunkohle infolge des Ausstiegs aus der Kohleverstromung ab spätestens 2035 nicht mehr verfügbar sein wird und zu diesem Zeitpunkt im Szenario nicht von einer großflächigen Verfügbarkeit von

<sup>28</sup> Im Szenario nicht eingerechnet wurde hingegen die natürliche Rekarbonatisierung von Beton. Diese Senke kann für das Jahr 2045 nach (Stripple et al., 2018) mit ungefähr 2 Mio. t CO<sub>2</sub> abgeschätzt werden.

günstigem Wasserstoff ausgegangen wird. Wasserstoff ist im Szenario vielmehr aus Infrastrukturerwägungen auch langfristig nur an wenigen Standorten der Kalkindustrie verfügbar, und nimmt daher als Energieträger nur eine untergeordnete Rolle ein. Stattdessen wird im Szenario in starkem Maße Biogas eingesetzt, das (überwiegend am Standort) zu Biomethan aufgereinigt wird. Zudem wird eine Ausweitung des Einsatzes abfallbasierter Brennstoffe angenommen.

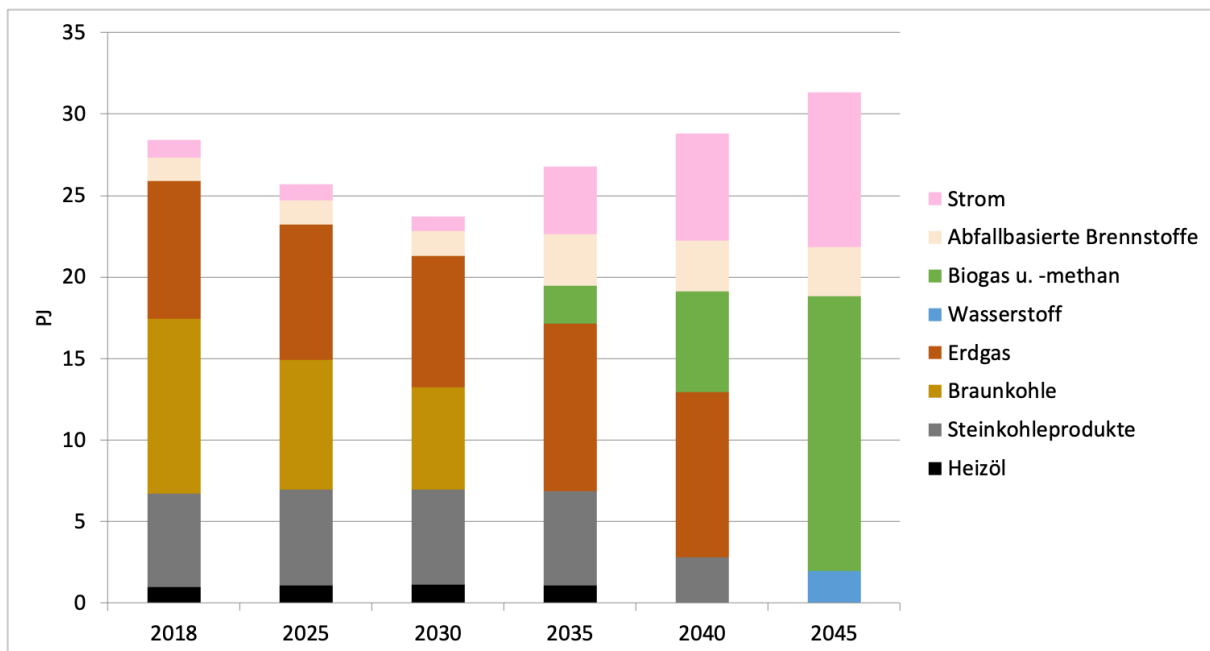


Abbildung 21: Endenergieeinsatz in der Kalkindustrie, inklusive Strombedarf der CO<sub>2</sub>-Abscheidung

Die prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Mengen der Kalkindustrie verringern sich im selben Maße wie die Produktionsmenge (s.o.). Die brennstoffbedingte Entstehung fossiler CO<sub>2</sub>-Mengen kann durch die geschilderte Umstellung des Energieträgereinsatzes nahezu gänzlich vermieden werden.<sup>29</sup> Standorte, die in Summe 64 % der installierten Produktionskapazität umfassen, werden im Szenario an eine überregionale CO<sub>2</sub>-Infrastruktur angeschlossen, wodurch ein Abtransport des CO<sub>2</sub> in Richtung Seehäfen (Rotterdam, Wilhelmshafen) und von dort zu einer geologischen Speicherung unter der Nordsee möglich wird. Die Abscheidung erfolgt mittels des Aminwäsche-Verfahrens mit einer durchschnittlichen Abscheiderate von 90 %, wobei die dafür benötigte Wärme strombasiert bereitgestellt wird und der Strombedarf der Kalkindustrie entsprechend stark ansteigt (s. Abbildung 21). Durch den Einsatz von Biogas in Kombination mit CCS können negative Emissionen erzielt werden, so dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kalkindustrie von heute ca. 7,4 Mio. t CO<sub>2</sub><sup>30</sup> bis zum Jahr 2045 in der Gesamtbilanz auf weniger als 700 kt CO<sub>2</sub> reduziert werden können.

<sup>29</sup> Geringe Mengen im Umfang von ca. 150 kt CO<sub>2</sub> pro Jahr verbleiben aufgrund des Einsatzes abfallbasierter Brennstoffe.

<sup>30</sup> Modellierter Wert.

In der Glasindustrie wird im Szenario S4C-KN von einer Steigerung der Produktion von Flachglas und Steinwolle um ca. 25 % bis zum Jahr 2030 ausgegangen, u. a. aufgrund einer erhöhten Dämmaktivität im Gebäudebereich. Die Produktionsmengen von Behälterglas und Spezialgläsern bleiben auf dem heutigen Niveau. Der Einsatz von Scherben im Gemenge kann bis zum Jahr 2045 auf im Mittel 75 % bei Behälterglas (heute ca. 60 % (BV Glas, o. J.)) und im Mittel 30 % bei Flachglas (heute ca. 20 % (Zier et al., 2021)) erhöht werden. Es erfolgt eine Ausweitung des Energieeintrags durch elektrische Zusatzheizungen in der Behälterglasindustrie auf im Mittel 50 % und in der Flachglasindustrie auf im Mittel 33 % bis zum Jahr 2045. Spezialgläser werden im Jahr 2045 vollständig elektrisch hergestellt. Der verbleibende Brennstoffbedarf wird im Jahr 2045 über (regionales) Biogas bereitgestellt, welches am Standort zu Biomethan aufgereinigt wird. Der Koksbedarf der Kupolöfen für die Steinwolle-Herstellung wird langfristig über biogenen Kohlenstoff gedeckt.<sup>31</sup> Abbildung 22 zeigt den resultierenden Energiebedarf der Glasindustrie. Eine Anbindung an eine CO<sub>2</sub>-Infrastruktur erfolgt für die Glasindustrie bis 2045 nur in einzelnen Fällen, in denen eine räumliche Nähe zu Standorten anderer Branchen mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung besteht und der zusätzliche Infrastrukturaufwand für die Abscheidung der CO<sub>2</sub>-Mengen aus der Glasherstellung gering bleibt, so dass im Jahr 2045 (nur) 7 % der entstehenden CO<sub>2</sub>-Menge abgeschieden und gespeichert werden.

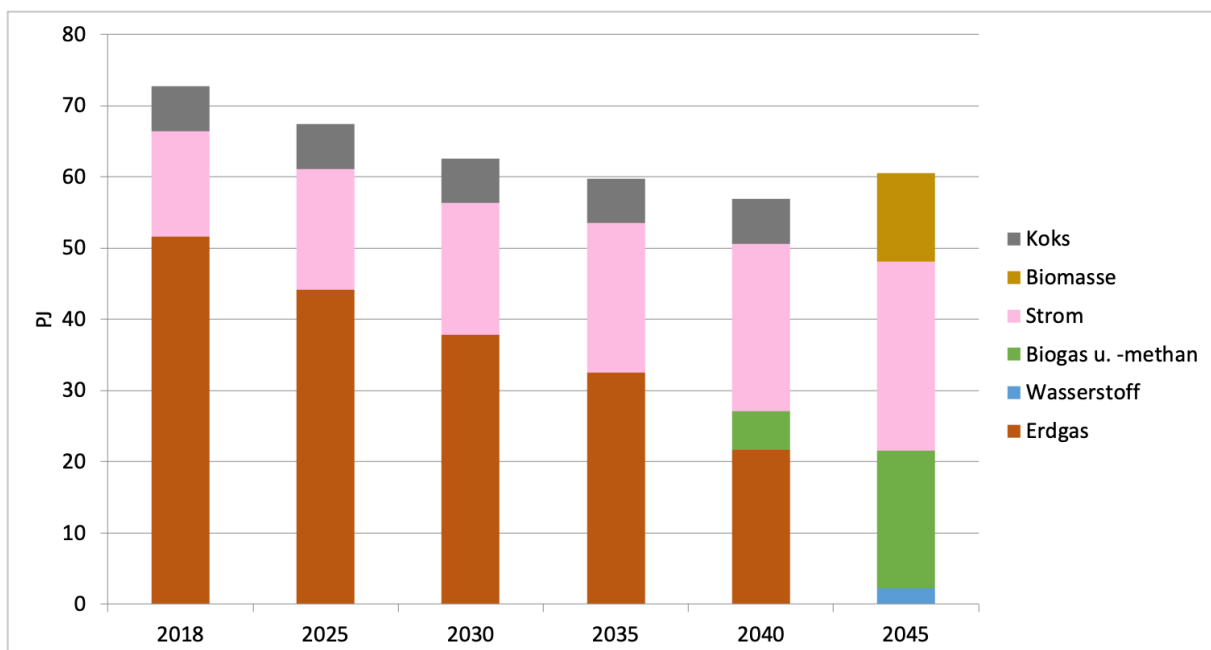


Abbildung 22: Endenergieeinsatz in der Glasindustrie

Sowohl in der Kalk- als auch in der Glasindustrie erfolgt im Szenario S4C-KN im Jahr 2045 abweichend von aktuellen Bestrebungen in diesen Sektoren<sup>32</sup> ein großer Teil der Energiebereitstellung über (regionales) Biogas. Der Hintergrund ist, dass 1) der Einsatz von (aufgereinigtem) Biogas aus technischer Sicht deutlich einfacher umsetzbar ist als der Einsatz von Wasserstoff oder eine

<sup>31</sup> Annahme: Umwandlung aus Biomasse mit einem Wirkungsgrad von 50% bezogen auf den Energiegehalt.

<sup>32</sup> Vgl. die Roadmap des Bundesverbands der Kalkindustrie (BV Kalk, 2020).

(vollständige) Direktelektrifizierung, 2) (grüner) Wasserstoff im Szenario generell ein knappes und wertvolles (und damit teures) Gut bleibt und die (implizit hinterlegte) Wasserstoff-Infrastruktur daher nur die bezogen auf den Wasserstoff-Bedarf größten Industriestandorte umfasst, 3) der Einsatz von Bioenergie in anderen Sektoren (v. a. Haushalte, Verkehr, Stromerzeugung) abnimmt und somit Potenziale für die Anwendung in der Industrie frei werden, und 4) durch die Kombination mit CCS (v. a. im Kalksektor) negative Emissionen durch den Einsatz von Biogas erzeugt werden können. Voraussetzung für den Einsatz von Biogas in der Kalk- und Glasindustrie ist eine kontinuierliche und gesicherte Bereitstellung in ausreichender Menge. Hierfür werden im Szenario frühzeitig regionale und nachhaltige Lösungen gefunden und entsprechende Strukturen geschaffen.

In der Papierindustrie wird bis 2030 basierend auf Trendfortschreibungen von einem Zuwachs der Produktion im Bereich von Karton und Pappe und von einem Rückgang bei graphischem Papier ausgegangen, und die Produktionsniveaus anschließend auf dem Niveau von 2030 fortgeschrieben. In Summe über alle Papierarten bleibt die Produktionsmenge über den gesamten Zeitraum in etwa konstant. Die Bereitstellung von Prozessdampf wird im Szenario S4C-KN in der Papierindustrie zunehmend elektrifiziert und erfolgt im Jahr 2045 vollständig elektrisch bzw. durch Biomasse-Boiler (vgl. Abschnitt 3.4.2).

Für die Aluminiumindustrie wird angenommen, dass eine steigende Aluminiumnachfrage durch eine vermehrte Sekundärproduktion gedeckt wird und die Primärproduktion auf heutigem Niveau verbleibt. Bei der Herstellung von Primäraluminium wird im Szenario davon ausgegangen, dass bei einem großen Teil der Standorte im Zeitverlauf der Wechsel zur inerten Anode vollzogen wird und die prozessbedingten Emissionen durch Anodenabbrand entsprechend vermieden werden können. An einem großen Standort, der infrastrukturell günstig gelegen ist, wird hingegen nach 2035 der Einsatz von CCS angenommen. Für den übrigen Bereich der Nichteisenmetalle (Primärproduktion und Sekundärproduktion) wurde der Einsatz von Wasserstoff als Ersatz von Erdgas in ausgewählten Kreisen mit hoher Industriedichte angenommen, wo Wasserstoff (im Szenario) verfügbar ist. An anderen Orten erfolgt im Wesentlichen eine Elektrifizierung der Prozesse, sowie der Einsatz von (regionalem) Biogas in geringem Umfang.

Die Gießereiindustrie ist mit einem Stromanteil von ca. 40 % des Energieeinsatzes bereits heute hochgradig elektrifiziert. Gerade aber die größeren Kupolöfen werden noch mit Koks betrieben. Wenige, infrastrukturell günstig gelegene Anlagen werden im Szenario auf Wasserstoff umgestellt, so dass Wasserstoff 2050 7 % des Energiebedarfs ausmacht. Die restlichen Kupolöfen werden auf Biomasse umgestellt, die 2050 mit 18 % zur Deckung des Endenergiebedarfs der Branche beiträgt. Die kleineren heute noch bestehenden erdgasbetriebenen Öfen werden elektrifiziert, so dass Strom seine Spitzenposition im Szenario bis 2050 auf einen Anteil von 75 % ausbauen kann.

Für die verbleibende Grundstoffindustrie wurden nach einem Abgleich mit der Statistik zur Bestimmung der nicht durch das Bottom-up-Modell gedeckten Energiemengen und Prozessemissionen generische Annahmen zu Effizienzgewinnen (0,5 % pro Jahr) und Energieträgerwechsell (im Wesentlichen Elektrifizierung und – in geringerem Ausmaß – Einsatz von Biomasse) hinterlegt.

### 3.1.5 Weitere Branchen

Unter die verbleibenden Branchen fallen neben den nicht-energieintensiven Branchen (hier als „sonstige“ geführt) auch die Nahrungsmittelindustrie sowie der Maschinen- und Kraftfahrzeugbau. Letztere Branchen weisen zwar nur teilweise räumlich konzentrierte Energiebedarfe auf (wie z. B. Zuckerfabriken), haben aber jeweils als Branche insgesamt einen Energiebedarf, der in absoluten Mengen recht bedeutend für den gesamten Bedarf des Verarbeitenden Gewerbes ist. Die „weiteren Branchen“ sind insofern sehr relevant, weil sie anders als die oben beschriebenen Branchen noch hohe Effizienzpotenziale aufweisen. Dies gilt zum einen für die Heizung und Klimatisierung der Gebäude, zum anderen aber auch für Prozesswärme auf relativ niedrigem Temperaturniveau. Gerade die Nahrungsmittelindustrie wie auch der sehr breit gestreute Bereich der „restlichen Branchen“ (s. Abbildung 23) weist einen hohen Energiebedarf im Bereich unter 200 °C auf, der sich für einen Einsatz von Wärmepumpen eignet. Insofern kommt der direkten Elektrifizierung (z. T. in Kombination mit Wärmepumpen) hier, neben einem leichten Ausbau von Biomasse (für Hochtemperatur-Prozesse), eine herausragende Bedeutung zu, die auch schon bereits früh im Szenario (bis 2030) für eine sehr spürbare Reduktion des Erdgasbedarfs sorgt.

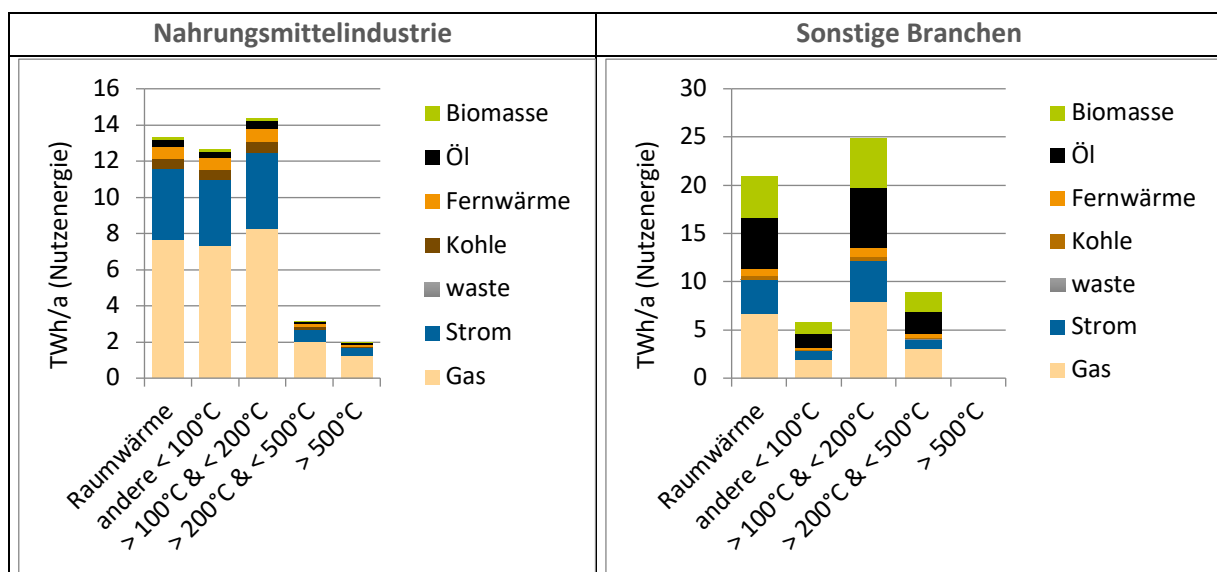


Abbildung 23: Gegenwärtige Verteilung der Nutzenergiebedarfe auf Energieträger in der deutschen Nahrungsmittelindustrie sowie den sonstigen Industriebranchen

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Daten von Fraunhofer ISI.

### 3.2 GHD und private Gebäude

Dieser Abschnitt dokumentiert die Entwicklungen im Szenario S4C-KN in den Nachfragesektoren private Haushalte (für die Anwendungen Raumwärme/Warmwasser) und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GDH, alle Anwendungen). Dabei wird im Folgenden auf die Einflussfaktoren und Entwicklung der Energieverbräuche eingegangen und anschließend diskutiert, welche Maßnahmen und Instrumente zu einer klimaneutralen Entwicklung führen könnten.

Eine Erläuterung der verwendeten Modelle ist für das bessere Verständnis der jeweiligen Modellierungsschritte und der wesentlichen Treibergrößen im Anhang zu finden.

### 3.2.1 Sektor übergreifende Annahmen für die Modellierung der Energienachfrage in den Nachfragesektoren private Haushalte und GHD

In der folgenden Tabelle 3 sind die wesentlichen Annahmen für die Sektoren private Haushalte und GHD im Szenario S4C-KN dargelegt.

Tabelle 3: Sektor-übergreifende Annahmen für die Wärme-Szenarien im Haushalts- und GHD-Sektor

Szenarioübergreifende Annahmen (S4C-KN Szenario)		2016 (nachrichtlich)	2020 (Basisjahr)	2025	2030	2035	2040	2050
Bevölkerungsentwicklung (1)	[-]	82,5	83,4	83,7	83,3	82,8	82,1	80,2
Spezifische Wohnflächenentwicklung	[m <sup>2</sup> / Person]	42,1	45,0	46,1	48,1	50,0	52,0	56,0
Wohnflächenentwicklung (4)	[1000m <sup>2</sup> ]	3.472.791	3.753.715	3.855.846	4.002.895	4.143.351	4.271.415	4.491.200
Anzahl Gebäude	[-]		19.053.216					
EFH	[-]		15.837.211					
MFH	[-]		3.216.005					
Nicht-Wohn-Gebäude (5)	[-]		1.980.000	2.016.300	2.052.600	2.088.900	2.125.200	2.197.800
NWG-Fläche (6)	[1000m <sup>2</sup> ]		3.507.000	3.464.258	3.521.247	3.592.483	3.692.213	3.962.910
Abriss (REFERENZ)	[m <sup>2</sup> ]	0,7% p.a.	-Annahmen in den Szenarien -					
Sanierungsrate	[% m <sup>2</sup> /p.a.]	0,7 - 0,9%	1,0	1,4	1,7	1,9	2,0	2,1
spez. Nutzenergie-Entwicklung(7)	[kWh/m <sup>2</sup> ]	105	97	85	71	57	43	29
<b>Verteilung Sanierungseffizienz [ % p.a.]</b>								
RWK-100	62 kWh <sub>NE</sub> /m <sup>2</sup>		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
RWK-70	43 kWh <sub>NE</sub> /m <sup>2</sup>		25,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0
RWK-55	34 kWh <sub>NE</sub> /m <sup>2</sup>		68,0	80,0	60,0	45,0	30,0	20,0
Passivhaus (PH)	15 kWh <sub>NE</sub> /m <sup>2</sup>		7,0	15,0	40,0	55,0	70,0	80,0
Gradtagzahl 2016/2020 (Potsdam) (2)	[Kelvin]	3.102	3.168					
Gradtagzahl	-lang-	3.508	3.508	3.508	3.508	3.508	3.508	3.508
<i>GTZ - lang- : Langfristige GTZ (gemittelte 10-Jahres-Zeitreihe)</i>								
Global-Strahlung 2020 (3)	kWh/m <sup>2</sup>		793					
	-lang-		710	710	710	710	710	710
Spezifischer Warmwasserbedarf	[kWh <sub>NE</sub> /Person]	1.062	992	925	858	790	722	586
<b>Quellen/Anmerkungen:</b>								
(1) Datenquelle: [StaBu2021] Statistisches Bundesamt Bevölkerungsstand in Deutschland (1950-2060*)								
(2) Datenquelle: [IWU2021a]								
(3) [IWU 2021b] Global-Strahlung: 45° geneigt; Süd-Ausrichtung								
(4) [dena2021] dena-Gebäudereport 2021 / Deutsche Energie-Agentur GmbH 05/2021; www.dena.de								
(5) GEG-relevante Flächen/Gebäude								
(6) [ISI2016] 13 % Wirtschaftswachstum 2020 - 2050 - Langfristszenarien für die Transformation; ISI								
(7) Spezifische Nutzenergie-Entwicklung nach (Teil-)Sanierung und Substitution (Abriss/Neubau); Gewichtet nach Wohnflächen in den Stützjahren								

Die Bevölkerungsentwicklung<sup>33</sup> sowie die Wohnflächenentwicklung entsprechen den Prognosen des Statistischen Bundesamt bzw. basieren auf den Wohnraumberechnungsmodellen des Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung. Über beide Annahmen ist daraus die *spezifische Wohnfläche* [m<sup>2</sup>/Person] berechnet worden. Diese ist ein Indikator für die demographische Entwicklung (Entwicklung der Haushaltsgrößen/Komfort-Anspruch der Haushalte usw.) sowie die entsprechende Bautätigkeit in einem Untersuchungszeitraum (hier 2020 bis 2050).

Für die Modellierung der wärmetechnischen Sanierungen wurden im HEAT-Modell<sup>34</sup> für die Gesamtheit aller Gebäude vier so genannte Raumwärme-Effizienz-Klassen (RWK) mittels einer Wärmebedarfsplanung (nach SIA 380/1)<sup>35</sup> errechnet (Tabelle 4). Sie beinhalten – analog zu den KfW-Effizienzhaus-Standards – sowohl Vorgaben zum Primärenergiebedarf als auch zum Transmissions-Wärmeverlust des Gebäudes (RWK-100, RWK-70 und RWK-55) bzw. entsprechen dem Passivhaus-Standard (PH). Die gewählten Werte der Raumwärmeklassen sind dabei als modell-technischer Klassendurchschnitt zu verstehen (ähnlich einem Flottenverbrauch bei Pkws) und bezeichnen nicht eine einzuhaltende Obergrenze.

Tabelle 4: Definition von Raumwärme-Effizienz-Klassen (RWK) als Zielwerte für die nachträgliche wärmetechnische Sanierung bzw. den Neubau für Gebäude (Eingangswerte in das HEAT-Modell)

Raumwärme-Effizienz-Klasse (RWK)	Primärenergiebedarf	Korrespondierender Nutzenergiebedarf im WI-Modell HEAT
	kWh <sub>PE</sub> /m <sup>2</sup>	kWh <sub>NE</sub> /m <sup>2</sup>
RWK-100	100	62
RWK-70	70	43
RWK-55	55	34
Passivhaus (PH)	-	15

Quelle: Eigene Modellannahmen.

Die Gradtagzahl (GTZ in Kelvin K) dient der Berechnung des Wärmebedarfs unter gegebenen bzw. zukünftigen klimatischen Bedingungen. Die Gradtagzahl im Basisjahr 2020 (Referenzort Potsdam) betrug entsprechend den statistischen (gemessenen) Zahlen 3.168 [K] (IWU, 2021). Für den

<sup>33</sup> Vgl. (Destatis, 2020): Statistisches Bundesamt, Demographische Entwicklung in Deutschland / 14.te Bevölkerungsprognose Annahmen und Ergebnisse (Statistisches Bundesamt) - Moderate Entwicklung; 2020.

<sup>34</sup> Vgl. Abschnitt III (Modellierung der Nachfragesektoren der privaten Haushalte und Gewerbe, Dienstleistungen, Handel).

<sup>35</sup> Vgl. SIA380/1:2016: Schweizer Energienorm für die Berechnung der thermischen Energie im Hochbau (Bezugsjahr 2016); Schweizerischen Ingenieur-und Architektenvereins (SIA)



zukünftigen Wärmebedarf im Szenario S4C-KN wurde der Mittelwert der GTZ über den zehnjährigen Zeitraum 2011 bis 2020 herangezogen. Dieser betrug 3.505 [K].

Innerhalb des Szenarios S4C-KN wurden dann die anstehenden Sanierungen (errechnet durch die Sanierungsrate) auf die jeweiligen Raumwärme-Effizienz-Klassen verteilt. Der Verteilungsschlüssel kann der Basisdaten-Tabelle entnommen werden (s. Tabelle 3).

### **3.2.2 Entwicklung der Energieverbräuche im Wärmebereich der privaten Haushalte**

Im Szenario S4C-KN wird für Deutschland eine Klimaneutralität und Dekarbonisierung des Gebäudebestandes bis zum Jahr 2045 angestrebt. Dies erfordert ein breites und tiefes Maßnahmenbündel sowohl auf der Gebäudeseite (nutzenergetisch) als auch auf der Seite der Heiztechnologien (Endenergie zur Deckung der Nutzenergiebedarfe). Besonders der Reduktion der Nutzenergiebedarfe (Gebäudehüllflächen) kommt dabei eine Schlüsselrolle zu, da sie durch die effektive (und zu einem Großteil des Gebäudebestands derzeit bereits kostengünstige) Minderung der Wärmelasten (Wärmeleistungsbedarfe) im Gebäudebestand die Anwendung von regenerativen/dekarbonisierten Heizsystemen in der Breite erst möglich macht.

Zur Forcierung der Wärmeschutzmaßnahmen im Szenario S4C-KN werden daher deutliche Steigerungen der Sanierungsraten und der Sanierungseffizienz für die Gebäudehüllen bis zum Jahr 2030 angenommen. Im Szenario steigt die Sanierungsrate von 0,8 % p. a. (bezogen auf die Wohnfläche) im Jahr 2020 kontinuierlich bis auf 1,7 % p. a. im Jahr 2030 und steigt anschließend bis 2045 flacher auf 2,1 % p. a. an. Die Anstrengungen in der ersten Dekade des Szenarios sind notwendig, da besonders hier die anstehenden und aufgelaufenen wärmetechnischen Ohnehin-Maßnahmen im Gebäudebestand bei Altbauten bis 1989 sowie einer in der Vergangenheit gehemmten Heizungsmodernisierung bzw. -substitution von fossilen Heizungssystemen abgeleistet werden müssen. Über die relativ langen Lebensdauern von Gewerken (> 50 Jahre) würden sonst langfristig sogenannte „lost opportunities“ entstehen.

Die Sanierungseffizienz nutzt die bisher schon ökonomisch rentablen Potenziale der Niedrigenergie- und Passivhaus-Komponenten zur nachträglichen Wärmesanieung. Durch kontinuierliche Weiterentwicklung wird ab 2030 i. d. R. vom Passivhaus- oder RWK-55-Standard für alle dann zu sanierenden Gebäude ausgegangen. So kommen – sowohl bei der Sanierung des Bestandes als auch im Neubau – bis zu ca. 80 % Passivhaus-Bauteilkomponenten bis zum Jahr 2050 zum Einsatz. Die übrigen 20 % entfallen auf den RWK55-Baustandard (s. Tabelle 3 oben).

Im Neubau muss im Szenario S4C-KN der Passivhaus- oder RWK-55-Standard schon Mitte der 2020er Jahre erreicht werden. Die Heizungsstruktur ändert sich im Neubau hin zu elektrischen Wärmepumpen (mit Wärmespeichern und Umgebungs- oder Erdwärme als erneuerbare Wärmequelle), zur Quartiersversorgung über Nahwärmenetze und Fernwärme sowie ergänzend zur Solarthermienutzung. Aus Effizienzgründen werden in dem Szenario direktelektrische Anwendungen (Wärmepumpen) der indirekten Elektrifizierung (Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff oder Synthesegasen mit Hilfe von regenerativem Strom) vorgezogen.

Aufgrund der forcierten Sanierungsstrategie und der konsequenten Heizungserneuerung/-substitution mit vornehmlich Strom-Wärmepumpen<sup>36</sup> (23 % des Anteils am Technologie-Mix zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser), regenerativer Fernwärme (46 %) und Solarthermie (ca. 31 %) wird die spezifische Endenergienachfrage im S4C-KN Szenario um 55 % von 2.079 PJ auf 941 PJ (jeweils inkl. Umweltwärme) im Jahre 2045 gesenkt.

Tabelle 5: Endenergiebedarf [TJ] zur Deckung der Raumwärme und Warmwasserbedarfe in den privaten Haushalten

Endenergie zur Deckung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs [TJ]								
	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Szenario S4C-KN (ohne UWW)	2.273.774	1.877.317	1.586.791	1.262.982	950.887	638.793	519.982	401.252
Szenario S4C-KN (inkl. UWW)	<b>2.295.958</b>	<b>2.100.738</b>	<b>1.899.668</b>	<b>1.675.104</b>	<b>1.410.218</b>	<b>1.145.332</b>	<b>941.133</b>	<b>737.016</b>
Index S4C-KN (ohne UWW)	100%	83%	70%	56%	42%	28%	23%	18%
Index S4C-KN (inkl. UWW)	<b>100%</b>	<b>91%</b>	<b>83%</b>	<b>73%</b>	<b>61%</b>	<b>50%</b>	<b>41%</b>	<b>32%</b>
darunter bil. Umweltwärme	22.184	223.421	312.877	412.122	459.330	506.539	421.151	335.763

Historische Daten (2016-2020):  
 Quelle: BMWi 2021, Energiedaten Gesamtausgabe, Stand: 03/2021; DWD 2020, Klimafaktoren für Energieverbrauchsausweise, Stand: 09/2020; eigene Berechnungen

Die Struktur der Energieträger ist im Szenario S4C-KN von einem konsequenten, zeitnahen Ausstieg aller fossilen Heiztechnologien gekennzeichnet (s. Abbildung 24). Durch ein intensiviertes Wärmepumpen-Marktprogramm, aber auch durch den Ausbau und die konsequente Nutzung der Potenziale der regenerativen Fern- und Nahwärme, lassen sich sogenannte „lost opportunities“ frühzeitig vermeiden, die in den kommenden Jahren bei einer verbreiteten Erneuerung fossiler Heizanlagen entstehen und innerhalb des betrachteten Szenario-Zeitraumes langfristig bestehen bleiben würden (bei Lebensdauern von 20 Jahren).

<sup>36</sup> Im Bereich der Wärmepumpen existieren bereits von Seiten der Verbände konkrete Ausbauziele bzw. Szenarien für die Versorgung einer klimaneutralen Wärmeversorgung. Vergleiche dazu (BWP, 2021) BWP-Branchenstudie 2021 - Zielvorgabe für 2050 in einem Korridor mit in der Spitze 15 bis 17 Mio. WP-Installationen. (Siehe <https://www.waermepumpe.de/politik/waermemarkt/>)

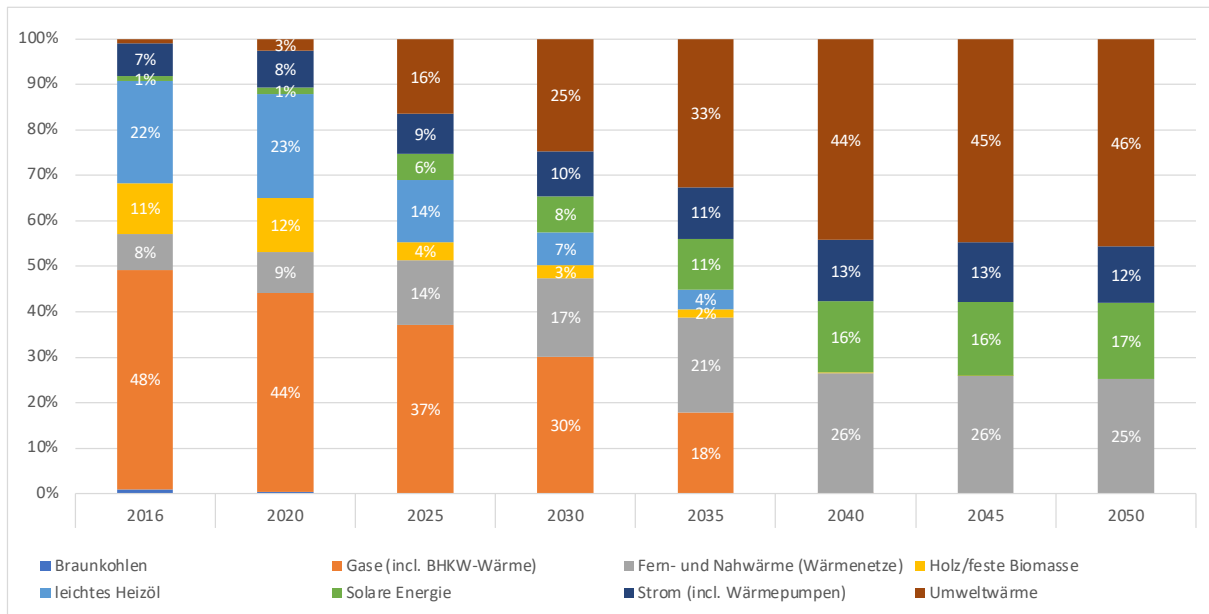


Abbildung 24: Struktur der Endenergieträger für die Anwendungen Raumwärme und Warmwasser der privaten Haushalte

### 3.2.3 Entwicklung der Energieverbräuche im GHD-Sektor

Die Entwicklung und Methodik des Verbrauchssektors GHD unterscheidet sich im Allgemeinen zwar grundlegend von der Methodik des privaten Haushaltssektors. In speziellen Bereichen, in denen die Nutzungseigenschaften (Luftwechselraten, Gebäude-Innentemperaturen) im GHD-Sektor denen der privaten Haushalte entsprechen (z. B. Büro ähnliche Dienstleistungen, Verwaltungen usw.), können Einsparpotenziale besonders in den Anwendungen Raumwärme und Warmwasserbedarf für büroähnliche Dienstleistungen in Höhe der privat genutzten Gebäude erzielt werden (siehe Anhang III). Diese Einsparpotenziale sind modelltechnisch vom Gebäudebestand des Haushaltssektor auf den GEG-relevanten Teil der Nicht-Wohngebäude im GHD-Sektor übertragen worden.

Im Falle der anderen Anwendungen, besonders in der sonstigen Prozesswärme und der Krafterzeugung, sind jedoch andere Nutzungseigenschaften durch den gewerblichen Betrieb anzunehmen (Hochtemperatur-Prozesse in Industrie-ähnlichen Gewerbebetrieben).

Wie im Abschnitt zur Modellierung des Verbrauchssektors GHD beschrieben (siehe dazu Anhang III), basieren die maßgeblichen Betriebskennzahlen (BKZ) im Falle der Raumwärme auf Quadratmeter-bezogenen Betriebsflächen (umbauter & beheizter Raum) – bei der Berechnung der anderen Anwendungen wird dagegen die Entwicklung der Beschäftigten herangezogen.

Tabelle 6: Endenergiebedarf des Nachfragesektors Gewerbe, Dienstleistung, Handel (GHD) über alle Anwendungen und Branchen (in TJ)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Szenario S4C-KN (ohne Umweltw.)	1.391.779	1.245.793	1.081.810	917.828	716.453	515.079	421.658	311.169
Szenario S4C-KN (inkl. Umweltw.)	<b>1.451.328</b>	<b>1.373.859</b>	<b>1.241.176</b>	<b>1.108.493</b>	<b>914.505</b>	<b>720.517</b>	<b>601.099</b>	<b>464.612</b>
Index S4C-KN (ohne Umweltw.)	100%	90%	78%	66%	51%	37%	30%	22%
Index S4C-KN (inkl. Umweltw.)	<b>100%</b>	<b>95%</b>	<b>86%</b>	<b>76%</b>	<b>63%</b>	<b>50%</b>	<b>41%</b>	<b>32%</b>
darunter bil. Umweltwärme	59.549	128.065	159.366	190.665	198.052	205.438	179.441	153.443

Ähnlich wie bei den privaten Haushalten wird aufgrund der forcierten Sanierungsstrategie und der konsequenten Heizungserneuerung bzw. -substitution mit vornehmlich Strom-Wärmepumpen (45 % der Endenergie) und regenerativer Fernwärme (22 % der Endenergie) die Endenergienachfrage im Szenario S4C-KN um 56 % von 1.374 PJ im Jahr 2020 auf 601 PJ (inkl. Umweltwärme) im Jahre 2045 gesenkt.

Durch die meist mengenmäßig größeren Prozesswärmebedarfe (im höheren Temperaturbereich) im GHD-Sektor spielt die Solarthermie strukturell auch im Jahr 2045 noch eine untergeordnete Rolle (weniger als 1 %). Daher verdichten sich die Anwendungen im Stützjahr 2045 vornehmlich auf die Endenergieträger Fern- und Nahwärme (21 %), Biogas (2 %), Holz/feste Biomasse (4 %) sowie Strom (44 %), bei einem Beitrag der Umweltwärme von rund 30 % (s. Abbildung 25).

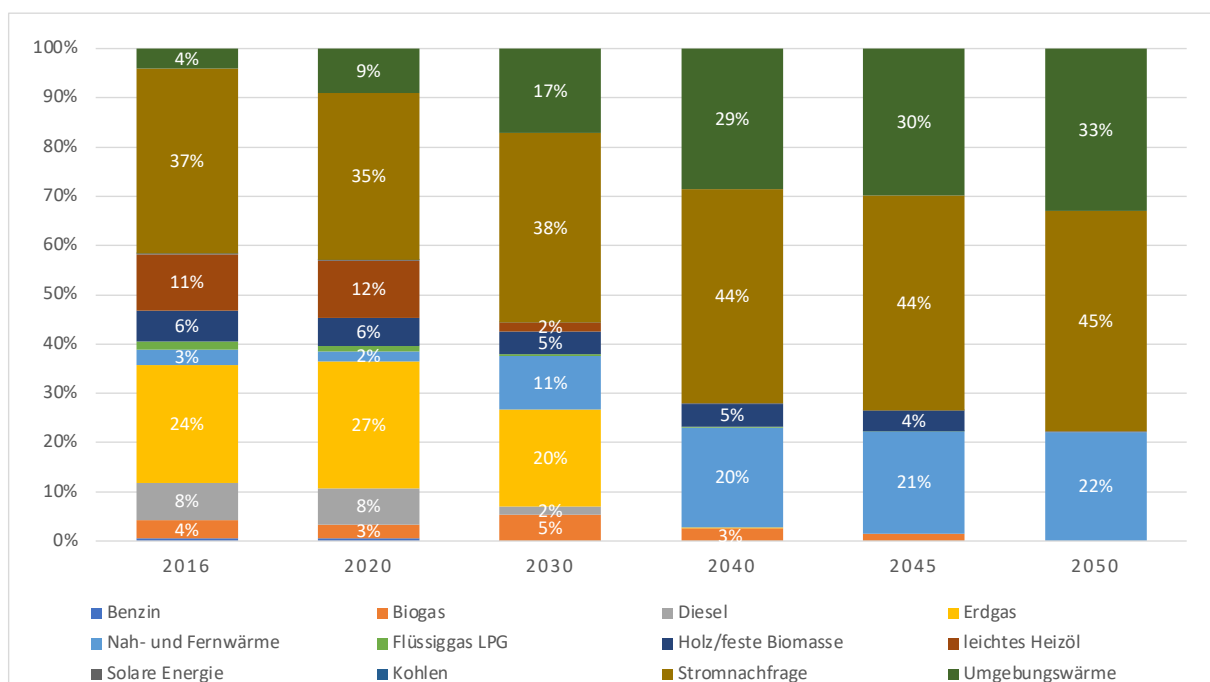


Abbildung 25: Endenergieträgerstruktur für den Sektor GHD (alle Anwendungen und Branchen)

### Kasten 7: Vergleich des Szenarios S4C-KN mit anderen Szenarien hinsichtlich der angenommenen Entwicklung des Energieträgermixes im Gebäudereich für Raumwärme und Warmwasser

In allen betrachteten Szenarien sinkt zukünftig der Endenergiebedarf im Gebäudesektor für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser deutlich. Gegenüber 2019 geht der entsprechende Bedarf bis 2030 bereits um etwa 15 bis 20 % und bis 2045 je nach Szenario um rund 40 bis 55 % zurück. Dieser deutliche Rückgang ist im Wesentlichen auf die in allen Szenarien unterstellten massiven Fortschritte bei der energetischen Sanierung von Bestandsgebäuden zurückzuführen. So steigt bis 2030 die Rate der jährlichen energetischen Gebäudesanierungen von bisher rund 1 % auf mindestens 1,6 % (KN2045) und bis zu 1,9 % (Zielpfad). Auch die Sanierungstiefe, also die nach der Sanierung erreichte Gebäudeeffizienz, nimmt in allen betrachteten Szenarien annahmegemäß deutlich zu.

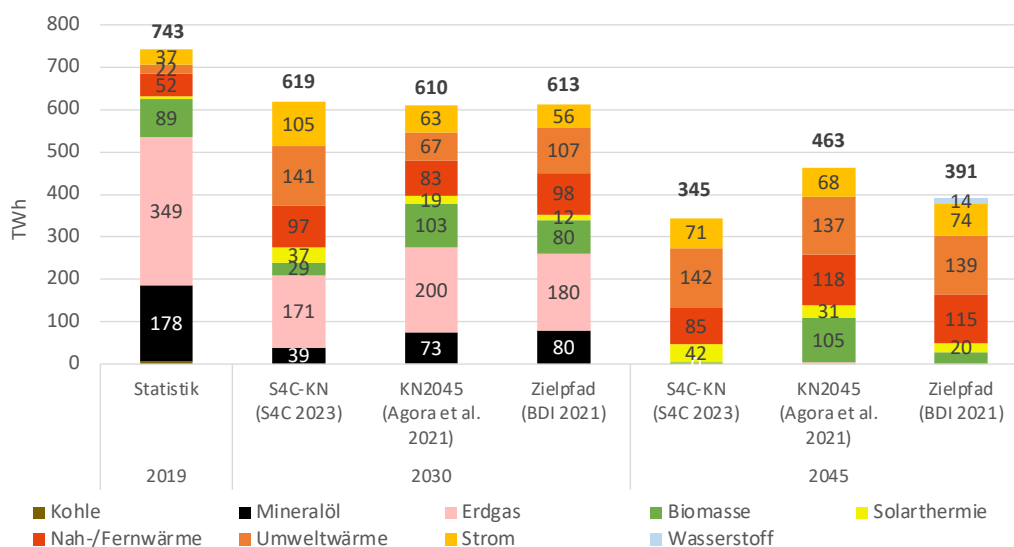


Abbildung 26: Entwicklung des Energieträgermixes im Gebäudesektor für Raumwärme und Warmwasser in ausgewählten Szenarien

Auch die zukünftige Entwicklung der Energieträgerstruktur bei der Versorgung mit Raumwärme und Warmwasser wird in den betrachteten Szenarien grundsätzlich ähnlich erwartet. So wird gegenüber 2019 bereits bis 2030 u. a. etwa eine Halbierung des Bedarfs der gegenwärtig noch dominierenden fossilen Energieträger Heizöl und Erdgas ermittelt. In dem – als Reaktion auf die aktuelle Erdgas-Krise – besonders ambitionierten Szenario S4C-KN erfolgt bis dahin sogar ein Rückgang um 60 %.

Stark an Bedeutung gewinnen hingegen in allen Szenarien – infolge eines beschleunigten Hochlaufs der Wärmepumpen – die Energieträger Umweltwärme und Strom. 2045 decken beide Energieträger zusammen mehr als die Hälfte (S4C-KN, Zielpfad) bzw. rund 45 % (KN2045) des Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser ab. Als weiterer zentraler Endenergeträger wird in den Szenarien auf Nah- und Fernwärme gesetzt, die im Jahr 2045 etwa 25 bis 30 % des entsprechenden Bedarfs abdeckt.

Unterschiedlich eingeschätzt wird hingegen die zukünftige Rolle von Biomasse im Endenergiebedarf des Gebäudesektors. In den meisten betrachteten Szenarien wird 2045 nahezu keine Biomasse mehr im Gebäudesektor eingesetzt, im Szenario KN2045 hingegen wird bis dahin der Biomasse-Einsatz gegenüber dem Jahr 2019 noch moderat erhöht. Wasserstoff wird in den betrachteten Szenarien nicht oder nur in sehr geringem Maße (Zielpfad) für den Raumwärme- und Warmwasserbedarf eingesetzt. Entsprechend gehen die betrachteten Szenarien bis Mitte des Jahrhunderts von einem weitgehenden Rückbau der Gas-Verteilnetze aus. Im Szenario S4C-KN liegt der Beitrag der Solarthermie höher als in den anderen betrachteten Szenarien. Ein Anstieg dieses Energieträgers wird hier bis ca. 2035 nicht zuletzt aufgrund der im Gebäudeenergiegesetz (GEG) festgelegten Neubauanforderungen unterstellt.

### **3.2.4 Maßnahmen zur Minderung der Energiebedarfe in den Nachfragesektoren private Haushalte und GHD im Szenario S4C-KN**

Um eine Klimaneutralität der Wärmenachfrage im Haushaltsbereich sowie im gesamten GHD-Sektor zu erreichen, stehen eine Fülle von Einsparmaßnahmen und Instrumente zur Steigerung der Effizienz und für einen Energieträgerwechsel zur Verfügung. Eine Vielzahl der Maßnahmen sind mit heutigem Stand schon technisch etabliert und wirtschaftlich, haben aber viele Umsetzungshemmnisse – d. h. sie müssen durch Marktdurchdringungsmaßnahmen in den Markt eingebracht werden (Beratung, Information, Vorgaben). Andere Maßnahmen müssen politisch durch Förderprogramme flankiert werden, um ihnen eine notwendige Anschubwirkung zu geben.

Die im Szenario S4C-KN betrachteten Maßnahmen im Gebäudebestand und im GHD-Sektor sind weitgehend ökonomisch rentabel, bzw. liegen auf der Schwelle zur Rentabilität. Dennoch benötigen sie teilweise – auch zur Erschließung von Skalen- und Verbundeffekten (sog. „economies of scale“ bzw. „economies of scope“) – eine Anschubfinanzierung.

Zu guter Letzt werden staatliche Eingriffe durch Maßnahmen betrachtet, die aus der Notwendigkeit der Klimaerwärmung und der Realisierung der Klimaneutralität ergriffen werden – wie dem Verbot von fossilen Heizanlagen (z. B. nach dänischem Vorbild (DEA, o. J.; KEA, 2021)).

Neben dem GEG (Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (BfJ, 2020)) ist ein weiteres, zentrales Maßnahmenbündel, auf die sich das S4C-KN Wärme-Szenario für Wohn- wie auch für Nichtwohngebäude stützt, unter dem Oberbegriff „65 % erneuerbare Energien beim Einbau von neuen Heizungen ab 2024“ (BMWK & BMWSB, 2022) zusammengefasst. Diese Vorgabe gilt sowohl für den neuen Einbau, als auch für den planmäßigen oder außerplanmäßigen Austausch von Wärmeerzeugern, die sowohl Warmwasser als auch Heizwärme erzeugen. Bei Wärmeerzeugern bezieht sich die Pflicht zur Nutzung von mindestens 65 % erneuerbaren Energien auf das Gesamtsystem und muss ab dem 1. Januar 2024 bei jedem Einbau eines neuen Wärmeerzeugers sowohl im Neubau als auch im Bestand erfüllt werden.

Bei Systemen, in denen Warmwasser und Heizung getrennt voneinander laufen, bezieht sich die Pflicht nur auf das System, das ersetzt und neu eingebaut wird.

## **3.3 Verkehr**

Das Szenario S4C-KN sieht im Verkehrssektor einen Wandel in der Alltags-Personen-Mobilität vor, der sich in geringeren Wegelängen und einem Wandel der Verkehrsmittelwahl hin zum Umweltverbund zeigt. Die Verkehrsleistungen im Motorisierten Individualverkehr (MIV) sind stark rückläufig (Tabelle 7). Bei den Gelegenheitsverkehren wie Fernreisen wird im Szenario S4C-KN dagegen konservativ von einem weiteren Zuwachs ausgegangen, der jedoch deutlich abgeschwächt ist gegenüber dem vor der Covid-Pandemie zu beobachtenden Trend. Die mit dem Flugzeug zurückgelegten Verkehrsleistungen steigen folglich noch an, trotz der getroffenen Annahme, dass berufliche Reisen nicht wieder das Vor-Pandemie-Niveau erreichen werden.

### Kasten 8: Vergleich des Szenarios S4C-KN mit anderen Szenarien hinsichtlich der angenommenen Veränderung des Modal Splits im landgebundenen motorisierten Personenverkehr

In den meisten der betrachteten Szenarien wird bis Mitte des Jahrhunderts eine deutliche Verschiebung im Modal Split des landgebundenen motorisierten Personenverkehrs angenommen. Höhere Anteile des öffentlichen Verkehrs auf der Straße und der Schiene tragen in diesen Szenarien zur Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen und des Energiebedarfs im Verkehrssektor bei. So sinkt der Anteil des motorisierten Individualverkehrs am gesamten landgebundenen motorisierten Personenverkehr in drei der vier hier betrachteten Szenarien (S4C-KN, KN2045, KN100) von 84 % im Jahr 2019 auf zwischen 61 und 65 % im Jahr 2050. Der öffentliche Personenverkehr kann seinen Anteil in diesen Szenarien hingegen mehr als verdoppeln, von 16 % im Jahr 2019 auf 35 bis 39 % im Jahr 2050. Besonders stark steigt in diesen drei Szenarien der Anteil der Schiene am Personenverkehr, im Szenario KN2045 verdreifacht sich dieser Anteil sogar bis Mitte des Jahrhunderts.

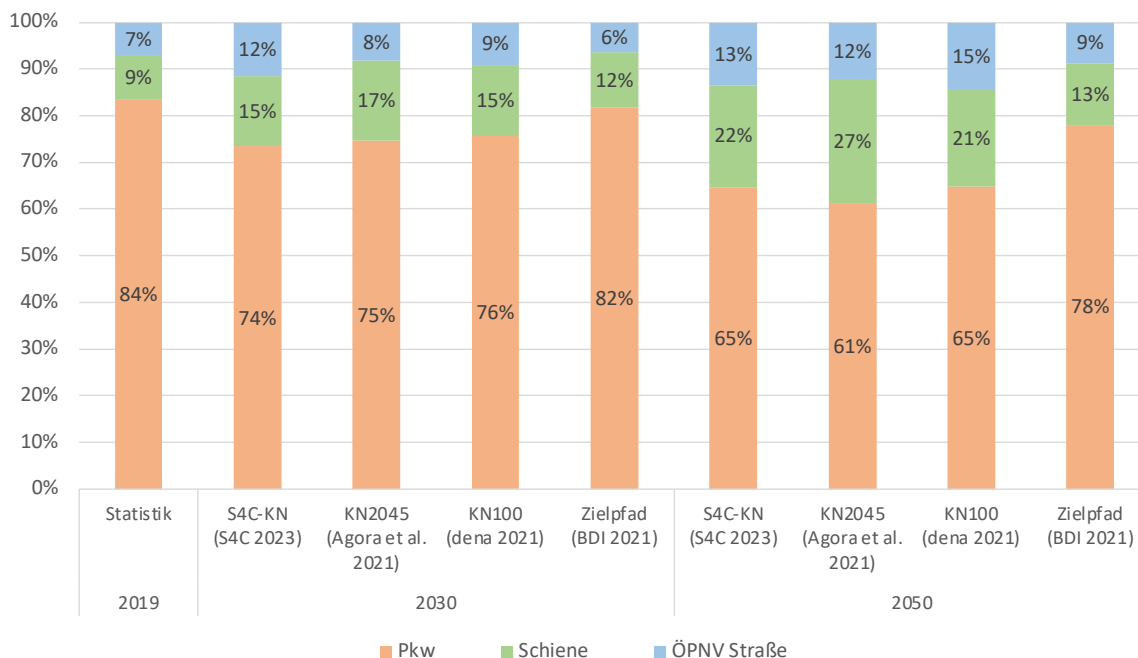


Abbildung 27: Entwicklung des Modal Split im landgebundenen motorisierten Personenverkehr in ausgewählten Szenarien

Die Herausforderungen, eine solche Entwicklung zu realisieren wird durch einen Blick auf die Entwicklung der vergangenen Jahre deutlich: Der Anteil des motorisierten Individualverkehrs am gesamten motorisierten landgebundenen Personenverkehr lag im Jahr 2019 mit 84 % auf dem gleichen Niveau wie im Jahr 1991.

Deutlich moderater als in den Szenarien S4C-KN, KN2045 und KN100 fällt der Anstieg des Anteils des öffentlichen Verkehrs im Szenario Zielpfad aus. Dort geht der Anteil des Pkw-Verkehrs bis 2045 lediglich um 6 Prozentpunkte auf 78 % zurück. Für das Szenario Mix/Hybrid liegen keine separaten Werte für den motorisierten Individualverkehr und den öffentlichen Verkehr auf der Straße vor, aber der Anteil der Schiene am landgebundenen motorisierten Schienenverkehr steigt – wie im Szenario Zielpfad – auch in diesem Szenario zwischen 2020 und 2045 nur um wenige Prozentpunkte (auf etwa 14 %) an.

Das Potenzial, zukünftig den Personenverkehr stärker auf den öffentlichen Verkehr zu verlagern, wird in vorliegenden Szenarien also sehr unterschiedlich eingeschätzt.

Tabelle 7: Entwicklung der Personenverkehrsleistung des Motorisierten Verkehrs (in Mrd. Pkm)

	2016	2025	2030	2035	2040	2045	2050
MIV <sup>*)</sup>	895	828	747	708	669	622	576
ÖSPV <sup>**)</sup>	52	74	82	84	84	85	83
SPNV <sup>**)</sup>	54	65	72	74	74	75	73
Eisenbahn-Fernverkehr <sup>**)</sup>	39	61	78	80	101	103	122
Reisebusse <sup>**)</sup>	25	33	36	37	37	38	37
<b>Landverkehr gesamt</b>	1066	1060	1015	983	964	923	890
Luftverkehr innerdeutsch <sup>**)</sup>	10,4	12	6	6	0	0	0
Luftverkehr international <sup>***)</sup>	215	233	242	261	268	265	262
<b>Personenverkehrsleistung gesamt</b>	1292	1304	1263	1250	1232	1187	1151

<sup>\*)</sup>=Inländerverkehr    <sup>\*\*)</sup>=Inlandsverkehr    <sup>\*\*\*)</sup>=von Deutschland abgehende Flüge

Quelle: Eigene Berechnung.

Für den Güterverkehr wurden weiterhin stark steigende Inlandsleistungen angenommen, in Übereinstimmung mit vorliegenden Szenarien bzw. Prognosen zum Güterverkehr (Tabelle 8). Jedoch wurden auch hier Trendbrüche im Szenario vorgesehen: Die drei Verkehrsträger im Landverkehr wachsen bis 2050 in etwa gleich stark, damit wird zumindest der bisher zu beobachtende Modal Shift hin zur Straße gebrochen.

Tabelle 8: Entwicklung der Güterverkehrsleistung (Inlandsverkehr in Mrd. tkm)

	2016	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Straßengüterverkehr	316	381	446	458	470	483	497
Eisenbahnverkehr	117	135	153	159	166	172	178
Binnenschifffahrt	55	66	76	79	82	84	87
<b>Landverkehr gesamt</b>	488	581	675	696	717	739	762
Luftverkehr	2	2	2	2	3	3	3
<b>Güterverkehrsleistung gesamt</b>	489	583	677	698	720	742	764

Quelle: Eigene Berechnung.

Der Mobilitätswandel spiegelt sich auch in sinkenden Pkw-Beständen wider (s. Abbildung 28). Mit dem Umschlag der Pkw-Flotte dringen Elektro-Pkws immer tiefer in den Bestand ein. Plug-in-Hybride behalten bis 2030 noch eine wichtige Rolle, später in den 2030er Jahren jedoch werden keine Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren mehr neu zugelassen. Einen gewissen Anteil am Bestand behalten die Verbrenner jedoch auch längerfristig noch – in den späteren Jahren (insbesondere nach 2040) handelt es sich dabei jedoch nur noch um wenig gefahrene „Liebhaberstücke“. Während die Entwicklung hin zum Elektroantrieb bei leichten Nutzfahrzeugen ähnlich verläuft wie bei Pkws (nicht in einer Abbildung dargestellt), verläuft die Entwicklung im Bereich der Lkw und Sattelzugmaschinen zunächst verzögert, nimmt dann aber auch mit Hilfe der Wasserstoff-Brennstoffzelle nach 2030 schnell



an Fahrt auf.<sup>37</sup> Aufgrund der kürzeren Flottenumschlagszeiten vor allem bei den am meisten gefahrenen Sattelzugmaschinen vollzieht sich der Antriebswandel ab Mitte der 2030er Jahre dann sehr rasch.

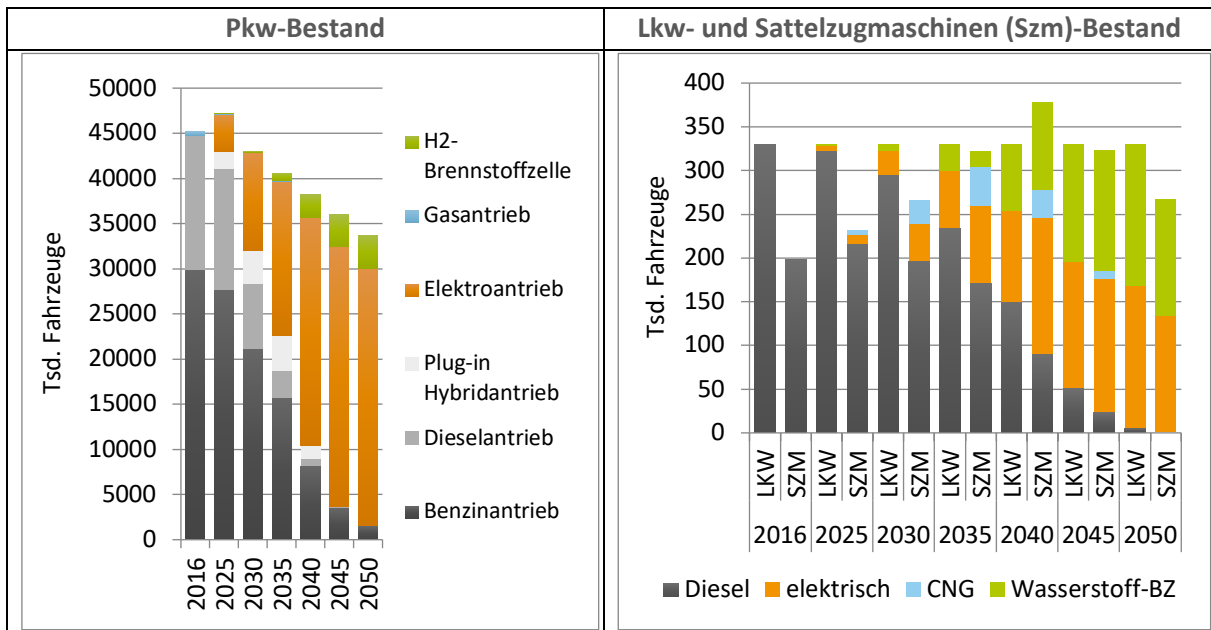


Abbildung 28: Entwicklung der Fahrzeugbestände

Für das Jahr 2040 wurde angenommen, dass 50 % des verbleibenden flüssigen Kraftstoffbedarfs über Synfuel-Importe gedeckt werden.<sup>38</sup> Dieser Anteil steigt bis 2045 auf 100 %. Der dann noch verbliebene Bedarf im Straßenverkehr ist vor allem auf den Betrieb von Oldtimern sowie wenig gefahrenen Lkw und sehr langlebigen Spezialfahrzeugen (Feuerwehr, Kranfahrzeuge etc.) zurückzuführen. Im Jahr 2050 macht der Straßenverkehr ein Viertel des gesamten Synfuel-Bedarfs des Verkehrs in Höhe von etwa 400 PJ aus, während 68 % des entsprechenden Bedarfs auf den Flugverkehr zurückzuführen sind. Der Gesamt-Endenergiebedarf des Verkehrs sinkt in Folge der rückläufigen Fahrleistungen bei Pkws, der zunehmenden Elektrifizierung sowie sonstiger Effizienzmaßnahmen.

<sup>37</sup> Bei den Lkw und Sattelzugmaschinen ist gegenwärtig noch relativ unsicher, welche klimaneutralen Antriebstechnologien sich zukünftig in welchem Maße durchsetzen werden. Neben batterieelektrischen Antrieben (ggf. unterstützt durch Oberleitungen auf Autobahnen) und wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellen könnten insbesondere auch synthetische Kraftstoffe im Bereich der Schwerlast-Lkw und der Sattelzugmaschinen eingesetzt werden. Für das Szenario S4C-KN wird angenommen, dass sich neben batterieelektrischen Antrieben die Nutzung von wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellen (v. a. für Lkw und Sattelzugmaschinen mit hohen Gewichten und langen Fahrstrecken) durchsetzen wird.

<sup>38</sup> Diese 50%-Annahme impliziert, dass die 2040 noch in Deutschland verbliebenen Raffinerien ihre Produkte teilweise exportieren müssten oder aber der Synfuel-Einsatz teilweise nicht physisch stattfindet, sondern nur als Verrechnung mit im Ausland vorgenommenen Einsätzen.

Der Rückgang der Treibhausgasemissionen im Verkehr im Szenario S4C-KN (Abbildung 29, rechte Achse) verläuft bis zum Jahr 2035 linear, was gegenüber dem bisher stabilen Trend jedoch bereits einen deutlichen Bruch bedeutet. Zwischen 2035 und 2040 sinken die Emissionen aufgrund der Einführung von Synfuels noch schneller ab. Die dargestellte Treibhausgasentwicklung zeigt nur die Entwicklung der energiebedingten Emissionen auf, weitere Treibhausgaswirkungen wie etwa durch die Bildung von Wasserdampf bei der Verbrennung von Flugturbinenkraftstoff sind dort nicht enthalten.<sup>39</sup>

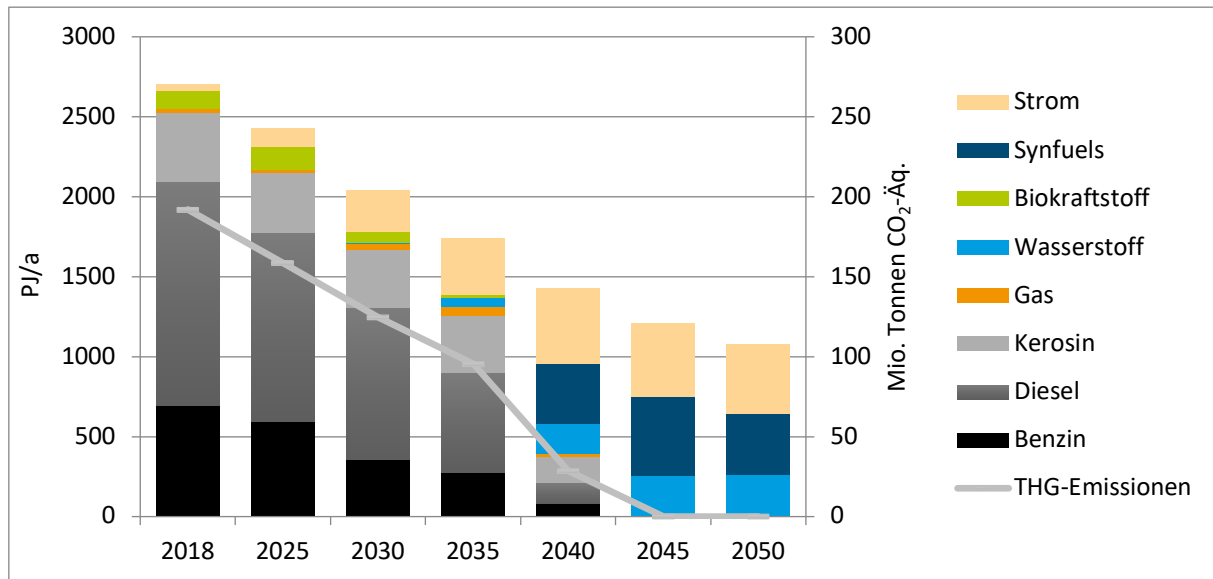


Abbildung 29: Entwicklung des Endenergiebedarfs und der Treibhausgasemissionen des Verkehrs

### 3.4 Umwandlungssektor

#### 3.4.1 Annahmen und Eingangsdaten für die Modellierung des Umwandlungssektors

##### *Definition des modellierten Systemausschnitts*

Der Umwandlungssektors wurde mit dem Energieversorgungsmodell WISEE-ESM modelliert, das die Strom-, Wärme- und Wasserstoffbereitstellung, d. h. die zentralen Elemente der Energiewirtschaft abbildet. Das Modell berechnet die kostenoptimierte Deckung vorgegebener Energiebedarfe nach Strom, Wasserstoff und Wärme aus den Sektoren Industrie (s. Abschnitt 3.1), Gebäuden (s. Abschnitt 3.2) und dem Verkehr (s. Abschnitt 3.3).

Eine Ausnahme dabei ist die Wärme-Objektversorgung, die im Modell WISEE-ESM nur ausschnittsweise abgebildet ist. Die Heizungskapazitäten werden im HEAT-Modell ermittelt (siehe Abschnitt 3.2). Der Einsatz von Objekt-Wärmepumpen und BHKW wird in WISEE-ESM im

<sup>39</sup> Der Verbrauch der von Deutschland ausgehenden internationalen Seeschifffahrt wurde hier vernachlässigt. Auch hier bestehen jedoch Dekarbonisierungsmöglichkeiten, z. B. durch den Einsatz von Ammoniak zum Betrieb der Schiffsmotoren.

Zusammenspiel mit dem Energiesystem optimiert, nicht aber deren Kapazitäten. Die Kapazitäten für die Bereitstellung von Fernwärme für die allgemeine Versorgung und für industrielle Wärme- und Dampferzeugung werden hingegen in WISEE-ESM optimiert.

Die Kapazitäten zur Deckung der Strom- und Wasserstoffnachfrage sowie deren Einsatz werden ebenfalls in WISEE-ESM optimiert. Synthetische Wasserstoff-Folgeprodukte wie grünes Naphtha spielen zwar ebenfalls eine wichtige Rolle im Szenario, da diese aber annahmegemäß importiert werden und somit nicht mit dem umliegenden Stromsystem interagieren, sind sie in der Modellierung nicht mit abgebildet und werden in diesem Kapitel nicht adressiert.

Geografisch umfasst das WISEE-ESM-Modell Deutschland und einen Teil des europäischen Auslands (Frankreich, Benelux, Norwegen, Schweden, Dänemark, Österreich, Schweiz, Tschechien und Polen). Es werden die Stützjahre 2020 bis 2045 in Fünfjahresschritten abgebildet.

#### *Abbildung energiepolitischer Ziele in der Modellierung*

Die gegenwärtigen bundespolitischen Pläne für den Kohleausstieg, den Ausbau der erneuerbaren Energien und den Aufbau von Elektrolysekapazitäten werden in der Form von Maximal- bzw. Minimalkapazitäten als Randbedingungen in der Modellierung festgeschrieben<sup>40</sup>. Der Kohleausstieg wird im Modell entsprechend der Kapazitätsvorgaben gemäß Kohleausstiegsgesetz (Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz), 2020) für Steinkohle bis 2035 und für Braunkohle bis 2038 vollzogen, wobei die Abschaltreihenfolge berücksichtigt wird<sup>41</sup>. Eine in der Diskussion befindliche Laufzeitverlängerung der Kohlekraftwerke wurde nicht abgebildet; implizit wird davon ausgegangen, dass diese zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten bis zum nächsten betrachteten Stützjahr 2025 nicht mehr benötigt werden.

Im Referentenentwurf des novellierten EEG und des novellierten Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) sind ehrgeizige Ausbauziele für erneuerbare Energien festgehalten, die als Mindestvorgaben im Modell berücksichtigt werden.<sup>42</sup> Abbildung 30 zeigt diese Kapazitätsvorgaben.

---

<sup>40</sup> Auch die Pläne für den Kohle- und Kernkraftausstieg der umgebenden europäischen Länder werden entsprechend abgebildet.

<sup>41</sup> Dabei geht es um die reine Vorhaltung der Kapazitäten. Ein marktgetriebener Ausstieg, also ein frühzeitigerer Verzicht auf die Verstromung von Kohle, ist zusätzlich möglich.

<sup>42</sup> Eine gegenüber dem Referentenentwurf zusätzliche Anhebung der Ausbauziele für Windenergie an Land (von 110 GW auf 115 GW) und Fotovoltaik (von 200 GW auf 215 GW) für das Jahr 2030 in der schließlich verabschiedeten EEG-Novelle konnte im Rahmen der Modellierung nicht mehr berücksichtigt werden.

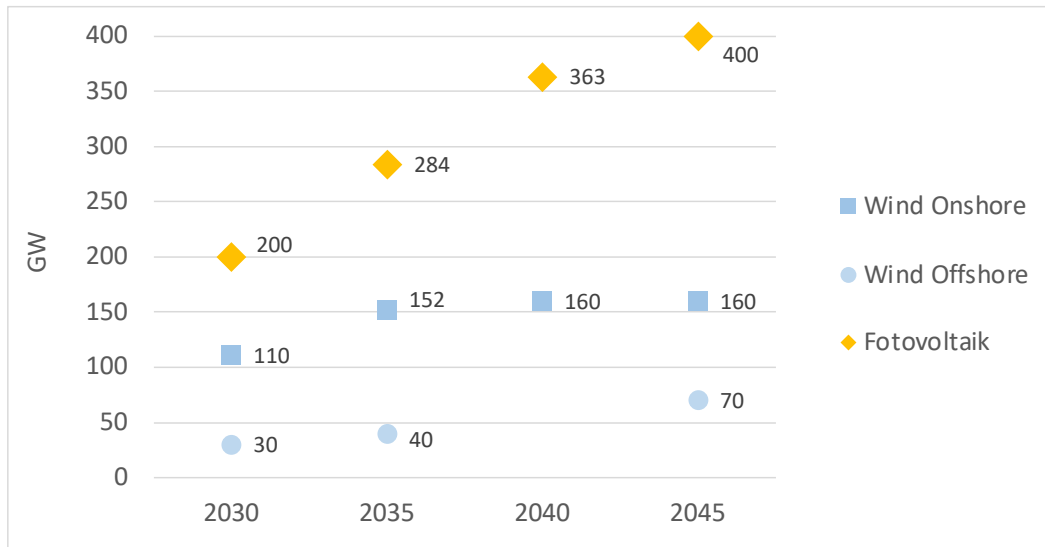


Abbildung 30: Als Mindestvorgaben berücksichtigte Ausbauziele für die Leistung von Wind- und Fotovoltaik-Anlagen

Darüber hinaus ist das im Koalitionsvertrag festgeschriebene Ziel der Bundesregierung, bis 2030 10 GW<sub>el</sub> Wasserstoff-Elektrolyse in Deutschland zu installieren, als Mindest-Randbedingung berücksichtigt.

#### *Annahmen zu CO<sub>2</sub>- und Brennstoffpreisen*

Die hier angenommene Entwicklung der CO<sub>2</sub>- und Brennstoffpreise beruht auf dem „Sustainable-Development“-Szenario des World Energy Outlook 2021 (IEA, 2021). Aufgrund der aktuellen Situation infolge des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine, die sich in den Preisentwicklungen im World Energy Outlook 2021 noch nicht widerspiegelt, wurden für Erdgas und Steinkohle für das Jahr 2025 Futures-Preise aus dem April 2022<sup>43</sup> angesetzt. Ab 2030 wurde eine 30-prozentige Erhöhung des Erdgaspreises gegenüber den IEA-Projektionen durch höhere LNG-Anteile angenommen. Die resultierenden Preisannahmen sind in Tabelle 9 dargestellt.<sup>44</sup>

<sup>43</sup> Eigene Abschätzung basierend auf ICE (2022) und European Energy Exchange (2022). Dabei ist zu beachten, dass es vor 2025 auch zu deutlich höheren Preisen für Erdgas kommt (Im Juli 2022 auf bis zu 175 €/MWh, siehe boerse.de (2022)), die aber hier aufgrund der Auswahl der Stützjahre der Modellierung nicht berücksichtigt werden.

<sup>44</sup> Der mittlerweile vorliegende World Energy Outlook 2022 (IEA, 2022) geht von einem Erdgaspreis von ca. 14 €/MWh im Jahr 2030 und von 12 €/MWh im Jahr 2050 aus. Für 2025 werden keine Werte ausgewiesen. Für 2030 erwartet die IEA dementsprechend Preise auf einem ähnlichen Niveau, wie sie im Rahmen der vorliegenden Studie für das Szenario S4C-KN angenommen wurden.

Tabelle 9: Angenommene Entwicklung der CO<sub>2</sub>- und Brennstoffpreise

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	Einheit
Braunkohle	3,9	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	€/MWh
Steinkohle	9,9	16,5	6,2	6,2	6,1	6,0	€/MWh
Erdgas	15,5	50	16,3	16,6	16,9	17,2	€/MWh
Import von grünem Wasserstoff	108,0	108,0	108,0	103,5	99,0	94,5	€/MWh
CO <sub>2</sub> -Zertifikate	20,0	53,9	87,7	105,3	122,8	131,6	€/t

### Entwicklung der Endenergienachfrage

Die Entwicklung der Endenergienachfrage für Wasserstoff, Fernwärme der allgemeinen Versorgung und Dampf- und Fernwärmebedarfe der Industrie ist in den folgenden Abbildungen dargestellt.

Bei der Stromnachfrage wird im Kontext der Elektrifizierung zukünftig von einer Steigerung ausgegangen. Abbildung 31 zeigt die Entwicklung der Stromnachfrage, wie sie dem Modell WISEE-ESM aus der Modellierung der Nachfragesektoren vorgegeben wird. (Hinzu kommt in den Modellergebnissen der endogen in WISEE-ESM ermittelte Strombedarf für Power-to-Heat in der Fernwärme und der Industrie und für die Wasserstoff-Elektrolyse sowie Speicherverluste, die an dieser Stelle zunächst noch nicht aufgeführt werden.) Es wird eine steigende Stromnachfrage aus der Industrie und dem Verkehr abgebildet. Für Haushalte und den GHD-Sektor wird hingegen – trotz der Zunahme von Wärmepumpen in Gebäuden – ein rückläufiger Strombedarf angenommen. In der Summe steigt der Strombedarf der Nachfragesektoren (ohne den Strombedarf für Power-to-Heat in der Industrie und in Fernwärmenetzen sowie Elektrolyse) von 521 TWh im Jahr 2020 auf 619 TWh in 2040, um anschließend leicht abzusinken.

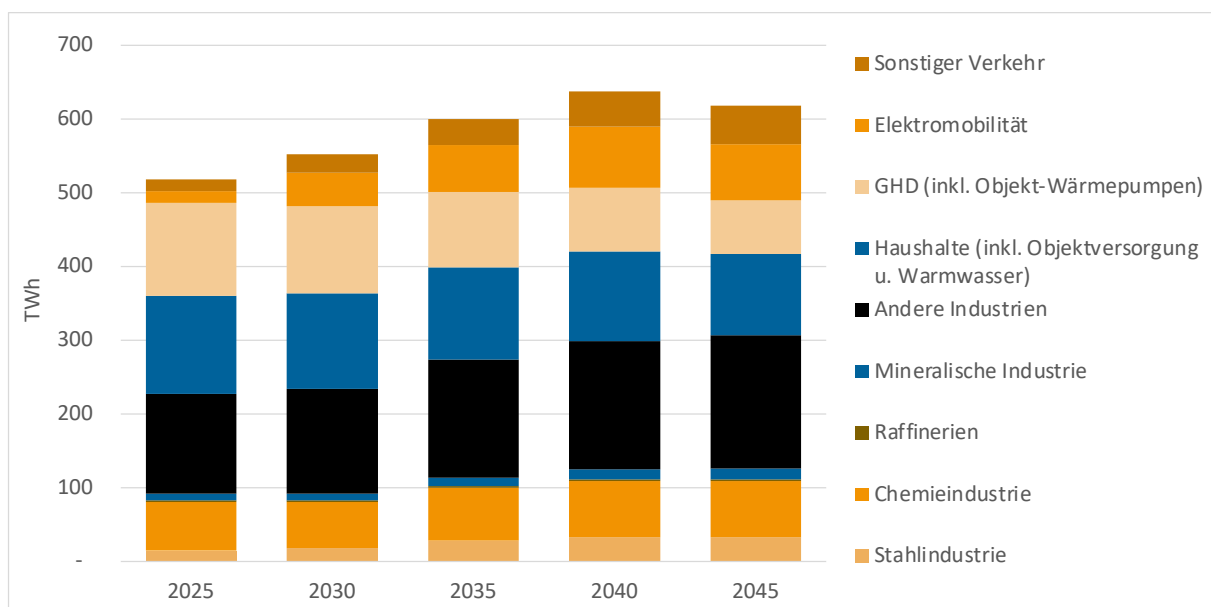


Abbildung 31: Entwicklung der Stromnachfrage der Endenergiesektoren (ohne Power-to-Heat in Industrie und Fernwärmenetzen und ohne Elektrolyse)

Es wird entsprechend der Szenario-Storylines kein Einsatz von Wasserstoff für die Objektversorgung angenommen, so dass sich die endenergetische Nachfrage nach Wasserstoff auf Industrie und Verkehr beschränkt. Abbildung 32 zeigt die Entwicklung dieser Wasserstoffnachfrage. Hinzu kommt der Wasserstoff-Bedarf für die Wärme- und Stromerzeugung, der keine exogene Vorgabe für das Modell WISEE-ESM ist, sondern ein endogenes Modellergebnis und daher in Abschnitt 3.4.2 beschrieben wird.

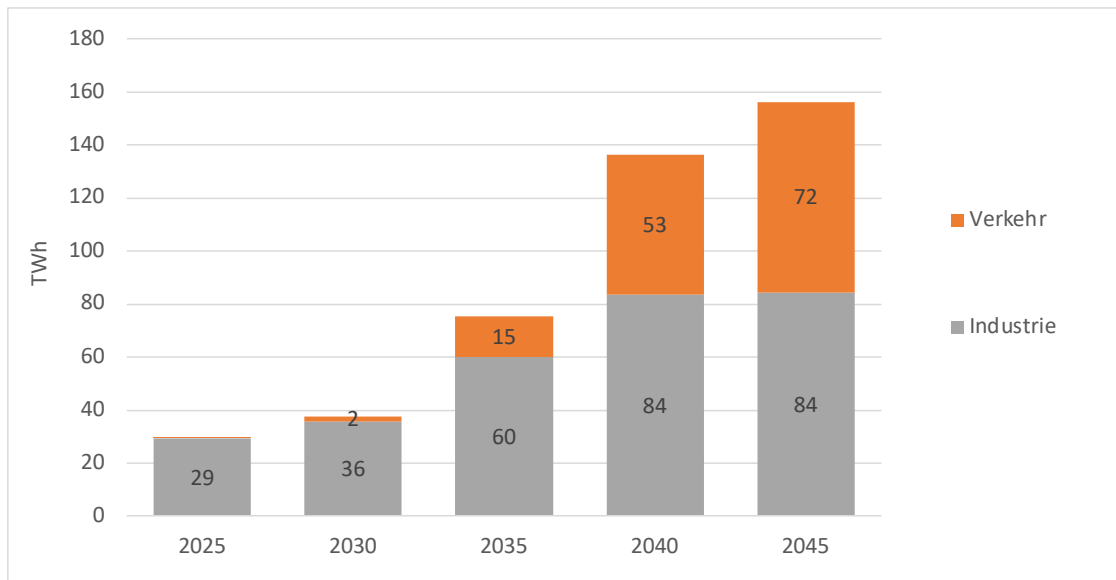


Abbildung 32: Entwicklung der Wasserstoffnachfrage im Industrie- und im Verkehrssektor

In der Wärmenachfrage wird zwischen den Dampf- bzw. Wärmebedarfen aus der chemischen Industrie, der Papierindustrie und den Raffinerien differenziert (Abbildung 33). Die Wärmebedarfe anderer Industriezweige werden zusammen mit den Fernwärme-Netzwerken der allgemeinen Versorgung (Haushalte und GHD) abgebildet (Abbildung 34).

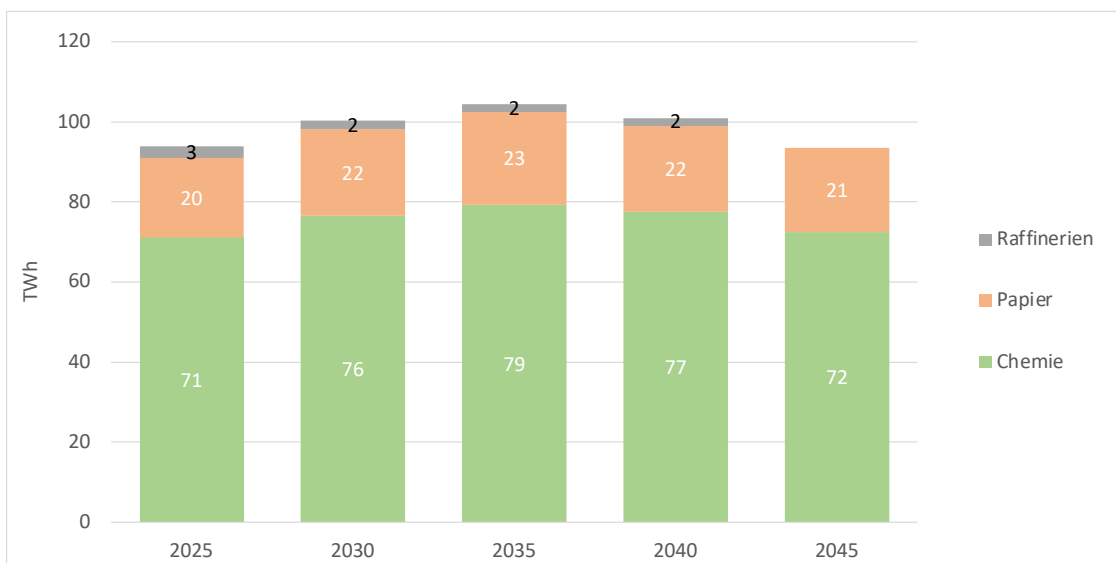


Abbildung 33: Entwicklung der Wärme- und Dampfbedarfe für Raffinerien, Papier- und Chemie-Industrie

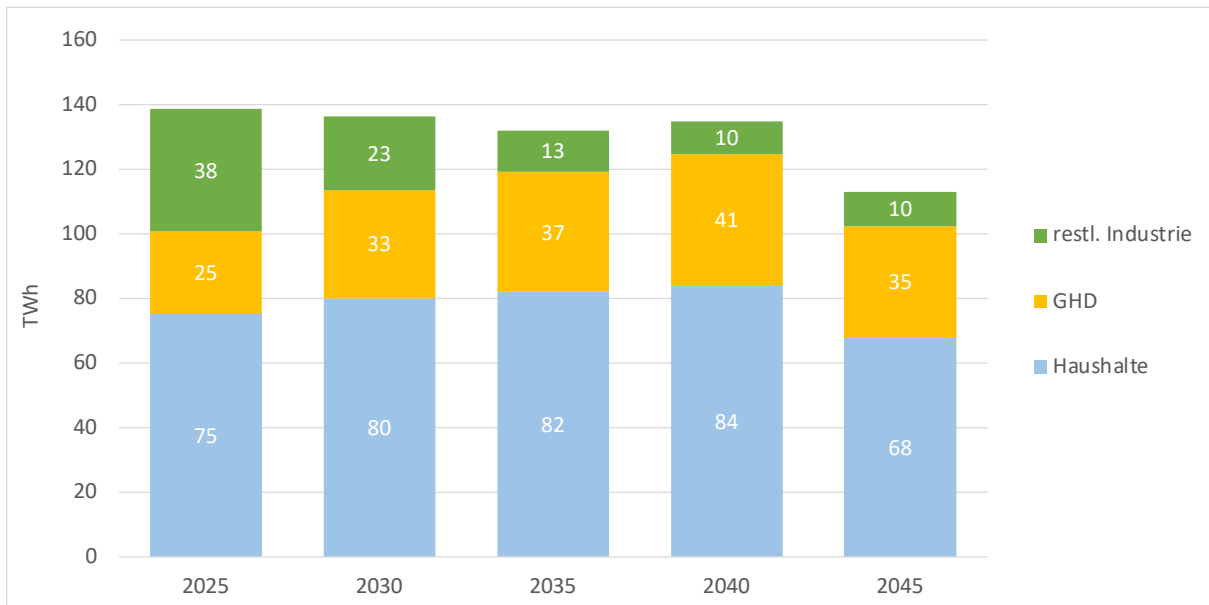


Abbildung 34: Entwicklung des Fernwärmebedarfs in den Netzwerken der allgemeinen Versorgung und der restlichen Industrie

### 3.4.2 Szenarioergebnisse für den Umwandlungssektor

Das Szenario S4C-KN ist auf Seiten des Umwandlungssektors geprägt von dem Zusammenspiel eines starken Zubaus der erneuerbaren Energien bei einer gleichzeitig moderaten Entwicklung der Stromnachfrage. Das führt zu einem deutlichen Ausbau der Sektorkopplung, die sich in einem hohen Anteil von Power-to-Heat in der Fern- und Industrie-Wärmeversorgung und im starken Ausbau der Wasserstoff-Elektrolyse manifestiert.

#### *Stromerzeugung*

Die Entwicklung der Kapazitäten zur Stromerzeugung (siehe Abbildung 35) ist stark durch die gesetzten Vorgaben beeinflusst, insbesondere den Kohleausstieg bis 2035 bzw. 2038 und den Zubau von Fotovoltaik und Windenergie gemäß den Zielen der Bundesregierung. Für Windenergie an Land wird die dem Modell vorgegebene Mindestleistung dabei in einigen Jahren geringfügig übertroffen, die Ausbaupfade von Fotovoltaik und Windenergie auf See folgen den Vorgaben. Die ausscheidende Kohlekapazität wird durch zusätzliche Erdgaskapazitäten ersetzt, die „H<sub>2</sub>-ready“ gebaut werden, so dass sie für einen späteren Betrieb mit Wasserstoff geeignet sind. Ab 2045 werden diese Kraftwerke ausschließlich mit Wasserstoff betrieben. Es wird zudem angenommen, dass ab 2030 erste kommunale Wasserstoff-KWK-Anlagen in Betrieb gehen.

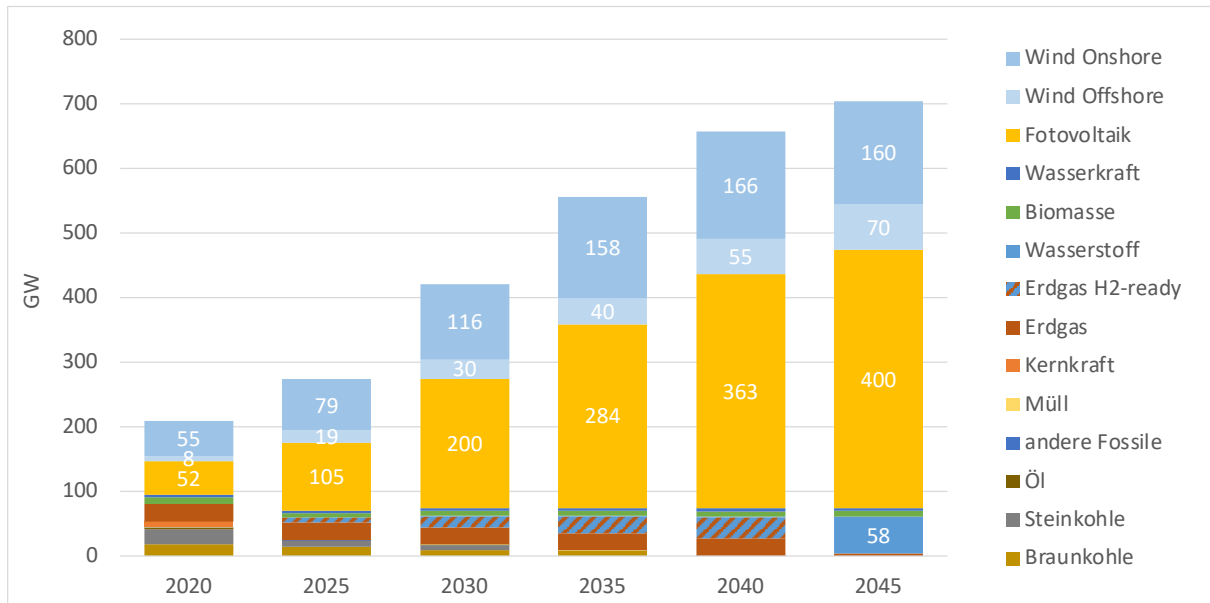


Abbildung 35: Entwicklung der Kapazitäten zur Stromerzeugung

Die entsprechende Stromerzeugung aus diesen Kapazitäten im Szenario S4C-KN ist in Abbildung 36 dargestellt. Die Kohleverstromung geht schon vor dem Abschalten der Kapazitäten deutlich zurück: Nach 2025 gibt es nahezu keine Stromerzeugung mehr aus Braunkohle, nach 2030 auch keine mehr aus Steinkohle. Es findet also ein marktgetriebener Kohleausstieg statt, der insbesondere auf die steigenden CO<sub>2</sub>-Preise zurückzuführen ist. Die Verstromung von Erdgas geht, bedingt durch die stark gestiegenen Brennstoffpreise, zwischen 2020 und 2025 um etwa ein Viertel zurück. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien steigt entsprechend des Kapazitätsausbaus deutlich an. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung liegt im Jahr 2030 bei 88 %<sup>45</sup> und im Jahr 2045 bei 99 %<sup>46</sup>.

Die Stromerzeugung aus Wasserstoff liegt 2045 bei nur etwa 11 TWh. Ursächlich für diese – im Vergleich zu vielen anderen vorliegenden Klimaschutzszenarien – geringe Erzeugung aus Wasserstoff sind mehrere Faktoren: Zum einen gibt es eine modellseitige Überschätzung der Ausnutzung der erneuerbaren Energien, denn das Modell bildet keine Netz-Restriktionen innerhalb Deutschlands ab, wodurch regionale Defizite des Stromnetzes nicht berücksichtigt werden. Bestimmend sind zum anderen aber auch mehrere Szenario-Charakteristika: Es gibt im Jahr 2045 eine verhältnismäßig niedrige konventionelle Stromnachfrage bei sehr hohen (vorgegebenen) Erneuerbare-Energien-Leistungen, und dazu große lastseitige Flexibilität durch Power-to-Heat in Wärmenetzen mit Wärmespeichern und einen flexiblen Betrieb von Elektrolyseuren. Hinzu kommt die Nutzung von Reservoir-Kapazitäten im europäischen Ausland, die große Flexibilität bieten (93 GW Leistung in

<sup>45</sup> Im Koalitionsvertrag wird für 2030 eine Zielsetzung von 80 % formuliert. Die Differenz ist in erster Linie bedingt durch eine im Szenario S4C-KN geringere Stromnachfrage im Jahr 2030 (gegenüber der von der Bundesregierung angesetzten Stromnachfrage).

<sup>46</sup> Es verbleiben geringe Emissionen aus der Stromerzeugung aus Müllverbrennung.



Skandinavien und den Alpen gemäß (e-Highway 2050, 2014), Szenario 100%RES) und die durch hohe angenommene Übertragungskapazitäten (67 GW Importleistung nach Deutschland gemäß dena (2021b, Szenario KN100) für die Energieversorgung in Deutschland im Jahr 2045 eine wichtige Rolle spielen.<sup>47</sup> Ob diese hohe Flexibilität aus Reservoir-Kapazitäten im europäischen Ausland tatsächlich erschlossen werden kann und im hier angenommenen Maße für den deutschen Lastausgleich zur Verfügung stehen wird, ist aus heutiger Sicht unsicher. Sollten diese Kapazitäten nicht wie hier angenommen zur Verfügung stehen, gewinnen andere Lastausgleichsoptionen an Bedeutung. Neben Batteriespeichern und Lastmanagement ist dies insbesondere die Nutzung von Wasserstoff in thermischen Kraftwerken.

Die notwendige Erzeugungskapazität der Wasserstoffkraftwerke hingegen hängt im Wesentlichen nicht von der zu verstromenden Wasserstoffmenge, sondern von der notwendigen Backup-Leistung ab, die benötigt wird, um die Systemstabilität auch bei Dunkelflauten zu gewährleisten. Eine hohe Anzahl regelbarer Wasserstoff-Kraftwerke ist dafür notwendig, deren Auslastung von verschiedenen Faktoren abhängt und auch höher sein kann als hier modelliert. Absehbar ist jedoch, dass auch bei höherer Wasserstoffverstromung die Auslastung dieser Kraftwerke so gering sein wird, dass ihre Refinanzierung alleine durch Erlöse am „energy-only“-Strommarkt nicht möglich sein wird.

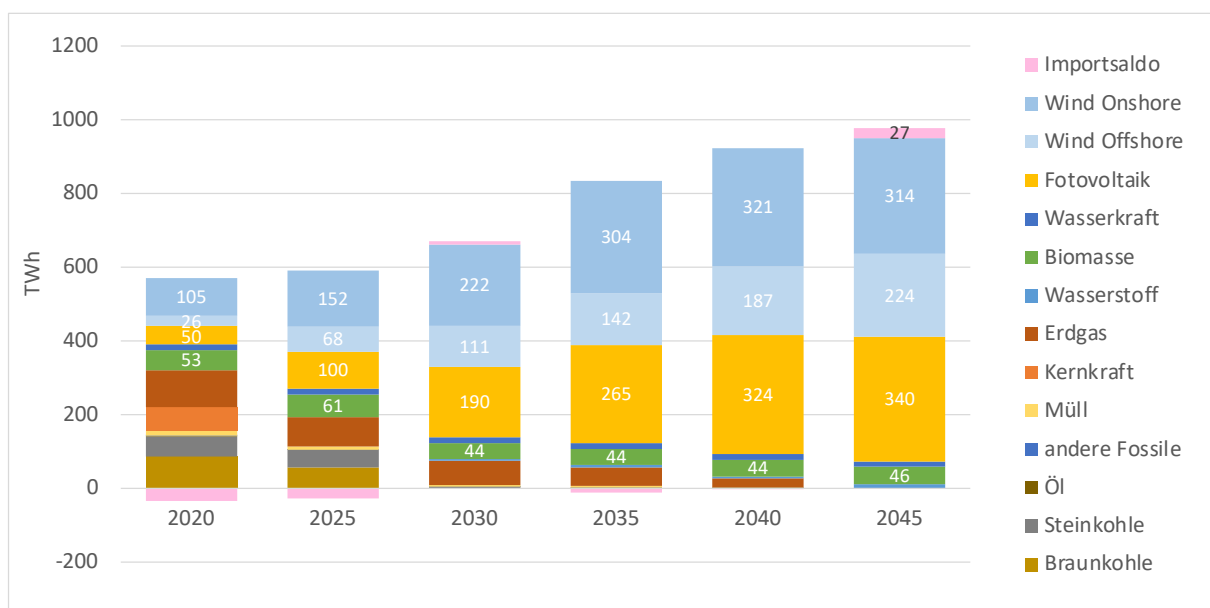


Abbildung 36: Entwicklung der Stromerzeugung

<sup>47</sup> Im Modell wird angenommen, dass diese Flexibilitäten vom gesamten europäischen Netzverbund genutzt werden können. Da im nachfragestarken Deutschland die höchsten Ausgleichsbedarfe entstehen, dominiert Deutschland bei der Speichernutzung.

#### **Kasten 9: Auswirkung der Annahmen zur Erdgaspreisentwicklung im Jahr 2025**

Den Ergebnissen des Szenarios S4C-KN liegt die Annahme zugrunde, dass die Erdgaspreise im Jahr 2025 bei 50 €/MWh liegen und damit deutlich über den Annahmen, die zuvor für diesen Zeitraum getroffen wurden (im Szenario „Sustainable Development“ des World Energy Outlook 2021 (IEA, 2021) beispielsweise 13 €/MWh für Erdgas im Jahr 2025). Doch auch höhere Erdgaspreise sind aktuell für das Jahr 2025 denkbar. Die Entwicklung des Erdgaspreises in den nächsten Jahren ist gegenwärtig besonders schwierig abzuschätzen, weswegen an dieser Stelle diskutiert wird, welchen Einfluss unterschiedliche Preisentwicklungen im Jahr 2025 hätten.

Bei dieser Untersuchung werden keine Veränderungen der Stromerzeugungskapazitäten angenommen (wie beispielsweise eine Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken oder ein verzögertes Abschalten der Kohlekapazitäten), sondern lediglich eine Variation des Erdgaspreises von 13 €/MWh, 50 €/MWh (wie im Szenario) und 175 €/MWh. Diese Untersuchung zeigt, dass ein niedriger Erdgaspreis von 13 statt 50 €/MWh zu deutlichen Verschiebungen führt. Bei diesem niedrigen Erdgaspreis würde deutlich mehr Stromerzeugung aus Erdgas stattfinden, sie hätte einen Anteil von ca. 80 % an der gesamten fossilen Stromerzeugung. Dagegen macht die Stromerzeugung aus Erdgas bei einem Preis von 50 €/MWh nur ca. 40 % aus und der Anteil der Kohle liegt entsprechend um 40 % höher. Stiege der Gaspreis hingegen auf 175 €/MWh, wäre der Unterschied geringer: Der Anteil des Erdgases an der fossilen Stromerzeugung würde sich auf 30% verringern, der der Kohle entsprechend nur um 10 % steigen. Hintergrund hierfür ist die Tatsache, dass in Zeiten besonders hoher Nachfragen (und gleichzeitig niedriger Erzeugung der erneuerbaren Energien) zusätzlich zu den Kohlekraftwerken immer noch der Einsatz von Erdgas zur Abdeckung der Lastspitzen benötigt wird.

Es lässt sich also festhalten, dass ein niedriger Erdgaspreis in Kombination mit der angenommenen CO<sub>2</sub>-Preis-Entwicklung einen frühen marktgetriebenen Kohleausstieg begünstigen würde, durch die höheren Gaspreise der Kohle im Jahr 2025 aber eine größere Bedeutung zukommt. Weitere Preissteigerungen auf bis zu 175 €/MWh haben hingegen nur noch geringere Verschiebungen im Erzeugungsmix zur Folge.

Die Auswirkungen einer möglichen physischen Knappheit von Erdgas und einer damit möglicherweise einhergehenden Begrenzung der für den Umwandlungssektor verfügbaren Erdgasmengen wurde nicht modelliert.

### Kasten 10: Vergleich der Stromerzeugung mit anderen Szenarien

Der Vergleich der Stromerzeugung im Szenario S4C-KN mit der Erzeugung in den Szenarien anderer Studien in Abbildung 37 verdeutlicht, dass die aktuellen politischen Ziele für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien insbesondere bis 2030, die im Szenario S4C-KN abgebildet wurden, ambitionierter sind als die Annahmen, die den im Jahr 2021 veröffentlichten Szenarien zugrunde lagen. Der Anteil erneuerbarer Energien liegt im Jahr 2030 in den meisten der betrachteten Szenarien bei rund 70 %, in S4C-KN hingegen bereits bei 88 %. Im Gegenzug ist die Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken im Jahr 2030 in S4C-KN geringer.

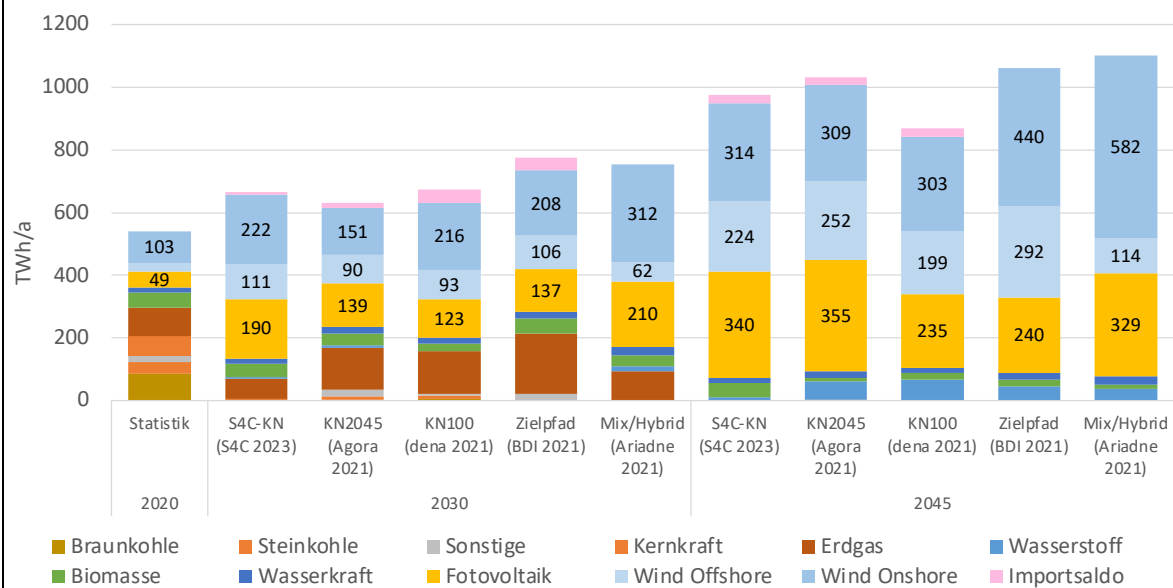


Abbildung 37: Entwicklung der Nettostromerzeugung in verschiedenen Szenarien

Im Jahr 2045 gibt es in der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eine große Ähnlichkeit zwischen den Szenarien S4C-KN und KN2045, während im Szenario Mix/Hybrid gegenüber diesen beiden Szenarien deutlich mehr Strom aus Onshore-Windenergieanlagen erzeugt wird und dafür deutlich weniger Strom aus Offshore-Anlagen. In den Szenarien KN100 und Zielpfad wird hingegen eine geringere Erzeugung aus Fotovoltaik vorgesehen und in KN100 darüber hinaus auch weniger aus Wind. Der Einsatz von Wasserstoff zur Stromerzeugung ist im Jahr 2045 im Szenario S4C-KN deutlich niedriger als in den anderen hier betrachteten Szenarien. Die Gründe für diesen relativ geringen Wasserstoffeinsatz liegen vor allem in der verhältnismäßig geringen Stromnachfrage in Verbindung mit hohen Flexibilitätspotenzialen und hohen installierten Leistungen der erneuerbaren Energieträger (s. oben).

### Stromverwendung

Die folgende Abbildung 38 zeigt die Entwicklung der Stromverwendung, die sich aus der Summe der Endenergienachfrage nach Strom, dem Einsatz von Strom für die Erzeugung von Wärme und Wasserstoff, den Speicher- und Netzverlusten und dem Exportsaldo ergibt.

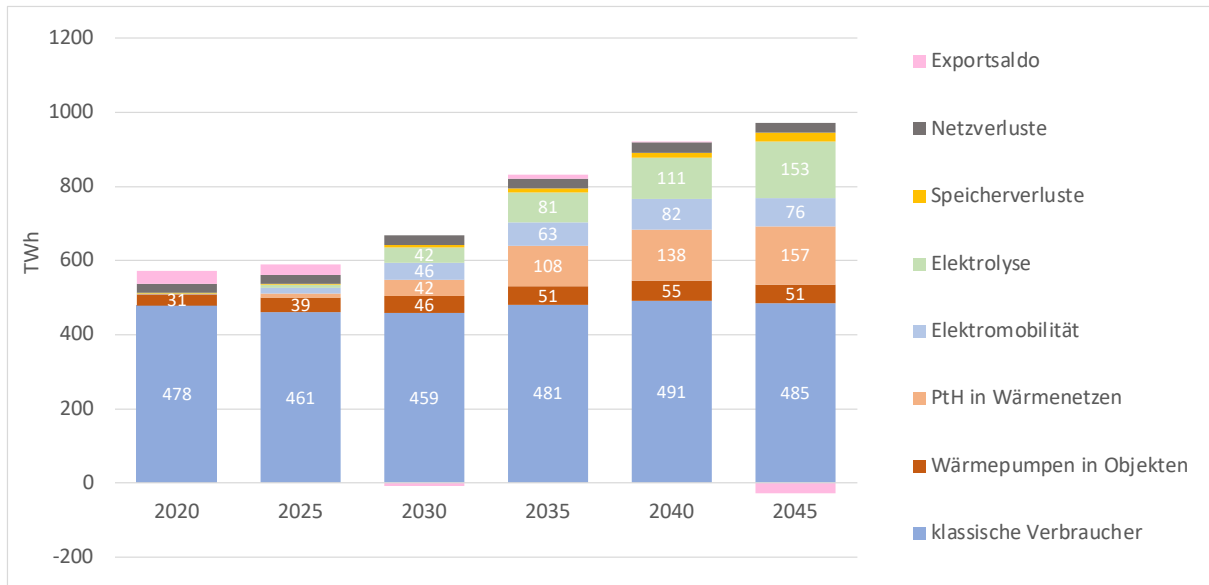


Abbildung 38: Entwicklung der Stromverwendung

Während die klassische Stromnachfrage nahezu konstant bleibt, nimmt die Stromverwendung für Power-to-Heat-Anwendungen und für Wasserstoffelektrolyse kontinuierlich zu. Die Nutzung der Speicher und damit die Speicherverluste steigen ebenfalls mit dem Anteil erneuerbarer Energien. Während in den Jahren 2020 und 2025 Strom exportiert wird, wechseln sich in den Folgejahren positive und negative Importbilanzen ab. Im Jahr 2045 sehen die Modellierungsergebnisse einen deutlichen Import von Strom.

#### *Fern- und Industrierwärme*

Die zukünftige Bereitstellung von sowohl Fernwärme für die allgemeine Versorgung als auch von industriell genutzter Wärme bzw. Dampf ist im Szenario S4C-KN stark elektrisch geprägt: Durch die hohe regenerative Stromerzeugung bei zugleich moderater Stromnachfrage bietet Power-to-Heat einerseits die Möglichkeit, die Wärmeversorgung zu dekarbonisieren, und stellt andererseits gleichzeitig eine Flexibilitätsoption für das Stromnetz dar, die eine bessere Ausnutzung der fluktuierenden Strommengen erlaubt. Abbildung 39 zeigt die Entwicklung der Fernwärmebereitstellung für die allgemeine Versorgung. Es wird angenommen, dass der Beitrag der Biomasse zur Fernwärme in etwa konstant bleibt und dass die Solarthermie weiter ausgebaut wird, bis sie im Jahr 2045 etwa 17 TWh zur Wärmebedarfsdeckung beiträgt. Die Wärmeerzeugung ist bis 2025 noch stark geprägt von fossiler KWK. Steinkohle wird 2025, getrieben durch den hohen Erdgaspreis, noch mehr genutzt als 2020. Ab 2030 kommt Wärmeerzeugung aus Wasserstoff in kommunalen H<sub>2</sub>-KWK-Projekten hinzu, während die Braunkohle dann ausscheidet und auch die Steinkohle stark zurückgeht. Ab 2030 werden in der Fernwärmebereitstellung stattdessen Power-to-Heat Anwendungen (Wärmepumpen und Elektroheizer) dominant.

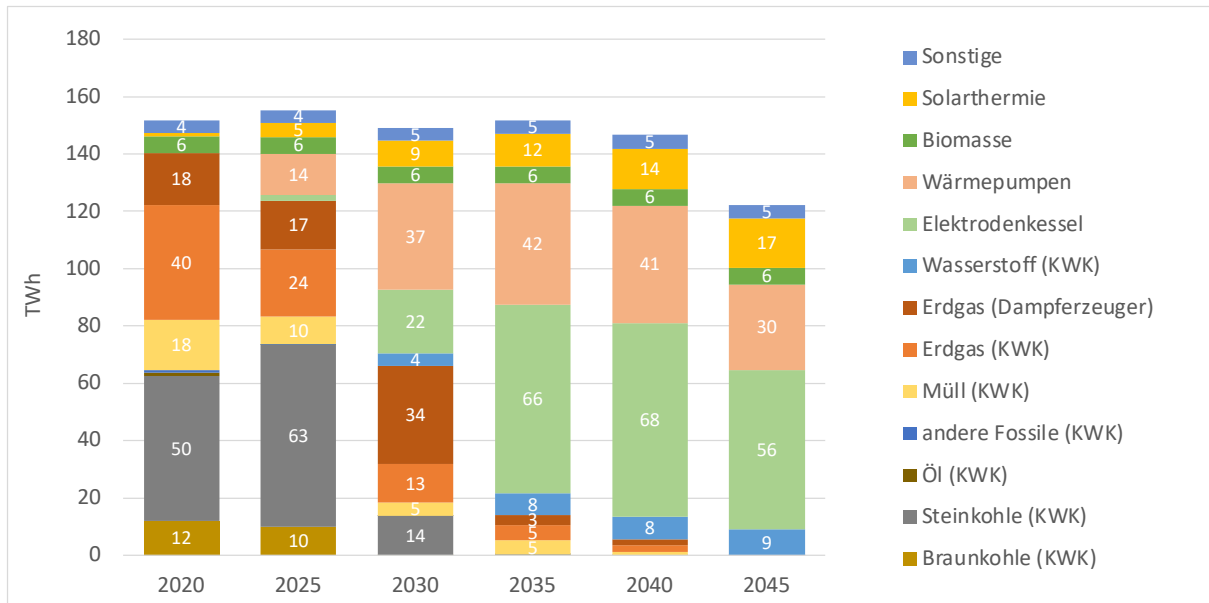


Abbildung 39: Entwicklung der Erzeugung von Fernwärme für die allgemeine Versorgung und restliche Industrie

Die Wärme- bzw. Dampferzeugung für Raffinerien, Papier- und Chemieindustrie ist in Abbildung 40 dargestellt. Durch eine Verlagerung der Wärmeerzeugung an die Standorte der Chemie- und Papierindustrie steigt die dort zu erzeugende Wärmemenge bis 2035 an. Die wichtigste Säule der Dampferzeugung bleibt bis zum Jahr 2035 das Erdgas, danach dominiert die elektrische Wärmebereitstellung. Ein steigender Anteil des Wärmebedarfs (23 TWh im Jahr 2045) kann zudem zukünftig in der Papierindustrie und der chemischen Industrie durch die zunehmende Verwertung von Reststoffen<sup>48</sup> gedeckt werden.

<sup>48</sup> Dies ist einerseits durch eine rückläufige Verwendung in KWK-Anlagen und einer damit höheren Verfügbarkeit für die ungekoppelte Dampferzeugung sowie andererseits durch Effizienzsteigerungen der Steamcracker in der chemischen Industrie begründet.

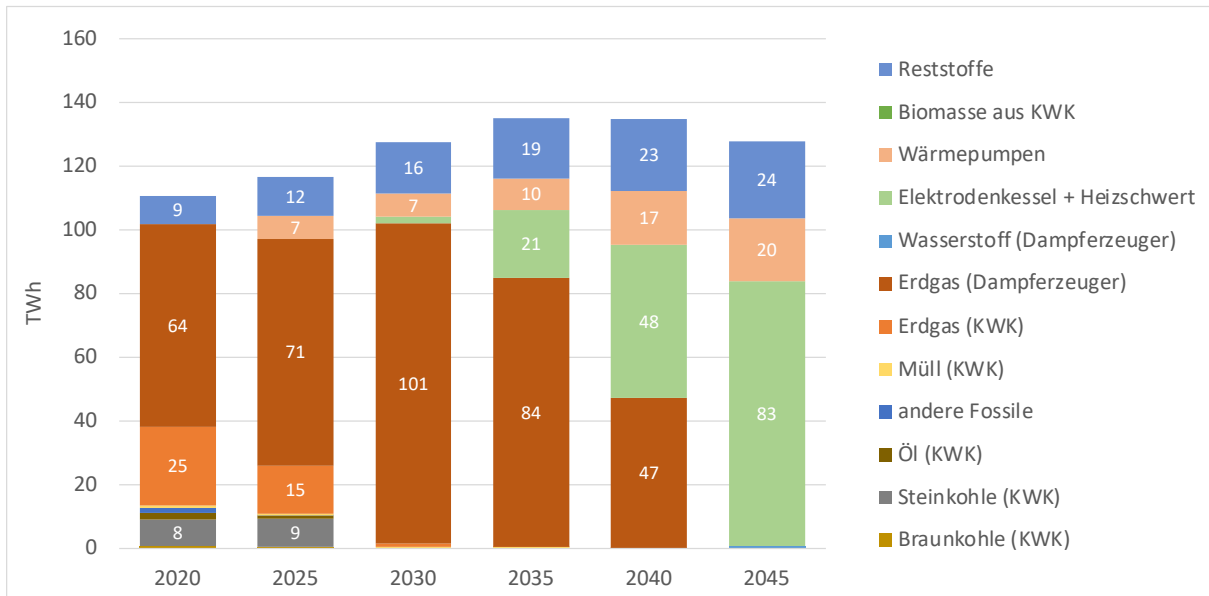


Abbildung 40: Entwicklung der Erzeugung von Dampf für Raffinerien, Chemie- und Papierindustrie

In der Industrie ist das Potenzial für den Einsatz von Wärmepumpen begrenzt: Aufgrund der erforderlichen Temperaturniveaus wurde angenommen, dass in der chemischen Industrie und für Raffinerien maximal 20 % und in der Papierindustrie maximal 40 % der Wärmenachfrage über Wärmepumpen bereitgestellt werden können. Für die höheren Temperaturen wird angenommen, dass diese über Elektrodenkessel mit zusätzlichen Heizschwertern gedeckt werden können.

#### Kasten 11: Die mögliche Rolle der Tiefengeothermie für die Fernwärmeversorgung der Zukunft

Die Tiefengeothermie als Option für die Fernwärmeversorgung ist im Szenario S4C-KN nicht berücksichtigt. Zwar sind Tiefengeothermie-Potenziale für die Fernwärmeversorgung vorhanden, diese konnten jedoch zur Zeit der Szenario-Erstellung in ihrer Höhe, räumlichen Verortung und hinsichtlich ihrer Gesteinskosten nicht ausreichend präzise eingeordnet werden.

Die „Roadmap Tiefe Geothermie für Deutschland“ (Fraunhofer IEG et al., 2022) sieht perspektivische Ausbauziele für die Tiefengeothermie von bis zu 300 TWh pro Jahr in Deutschland und bis 2030 einen Zielanteil der Geothermie von 20 bis 30 % in der kommunalen Wärmeversorgung. Auch für die Papier- und die chemische Industrie werden in der Roadmap Potenziale für die Tiefengeothermie gesehen.

Könnten diese Tiefengeothermie-Potenziale (zumindest anteilig) erschlossen und genutzt werden, würde das bedeuten, dass der Anteil der Fernwärme, der aus anderen Quellen bereitgestellt werden muss, zurückgeht. Daraus würde eine geringere Brennstoffnutzung bzw. weniger Einsatz von Strom für die Wärmeerzeugung resultieren.

In der Folge könnte entweder der Ausbau der erneuerbaren Energien reduziert werden, oder es könnte sich Stromnachfrage aus dem Wärmesektor in andere Sektoren verschieben und beispielsweise zur Wasserstoffherstellung oder für Stromexporte verwendet werden. Damit würde zudem eine erhöhte Versorgungssicherheit auf der Wärmeseite einhergehen, die beispielsweise von einer Dunkelflaute und damit einhergehenden hohen Stromkosten weniger betroffen wäre.

### Kasten 12: Implikationen einer stark strombasierten Dampferzeugung

Getrieben durch die gute Verfügbarkeit von Strom wird in diesem Szenario auch die Industriewärme zu einem sehr großen Teil elektrisch bereitgestellt. In anderen Szenarien wird hier häufig grünem Wasserstoff eine wichtigere Rolle als emissionsfreiem Brennstoff zugesprochen, so dass die Wärmeerzeugung ähnlicher zu den heutigen Strukturen (d. h. zu einem großen Teil brennstoffbasiert) bleibt. Der im Szenario S4C-KN angenommene Wechsel von Brennstoffen hin zu rein elektrischer Wärmeerzeugung impliziert eine verstärkte Abhängigkeit der Industrie von der Stromversorgung. Da Strom nur in geringem Ausmaß an den Industriestandorten gespeichert werden kann, resultiert daraus ein hoher Anspruch sowohl an die Versorgungsnetze als auch an die Versorgungssicherheit, Stabilität und Redundanz des Stromsystems; die Stromerzeugung muss beispielsweise auch bei längeren Dunkelflauten gesichert sein. Das ist im Szenario gegeben durch die Vorhaltung von so genannten „Backup“-Kraftwerken, die mit Erdgas oder Wasserstoff betrieben werden können. Die Auswirkungen von Dunkelflauten auf die ökonomisch sinnvolle Struktur der Wärmebereitstellung war dabei aber nicht Teil der vorliegenden Untersuchung.

#### *Wasserstoff*

Abbildung 41 zeigt die Entwicklung des Aufkommens und der Verwendung von Wasserstoff. In der Wasserstoff-Herstellung wird die Rolle der Erdgas-Dampfreformierung zukünftig kleiner, während eine starke Zunahme der Elektrolyse<sup>49</sup> und ab 2035 auch zunehmende Wasserstoff-Importe erwartet werden. Die Elektrolysekapazität in Deutschland steigt bis 2030 auf 10 GW<sub>el</sub> (entsprechend der Mindestvorgabe zur Erreichung der Ziele der nationalen Wasserstoffstrategie (BMWI, 2020) und bis 2045 auf 35,5 GW<sub>el</sub>. Die heimische Wasserstoff-Erzeugung überwiegt den Import. Im Jahr 2030 kann die Wasserstoff-Nachfrage noch komplett heimisch gedeckt werden, bis zum Jahr 2045 steigt die Importquote auf 43 %. Die im Vergleich zu anderen vorliegenden Klimaschutzszenarien hohen Eigenversorgungsquoten beim Wasserstoff resultieren zum einen aus der guten Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien für die Elektrolyse (durch die Kombination von hohem Erneuerbaren-Ausbau und moderater Stromnachfrage) und zum anderen aus der im Vergleich zu anderen vorliegenden Szenarien ebenfalls moderaten Nachfrage nach Wasserstoff (siehe Kasten 13). Dabei ist zu beachten, dass im Szenario S4C-KN zukünftig zusätzlich zum Wasserstoff auch synthetische Kraftstoffe importiert werden.

Würden die erneuerbaren Energien in geringerem Umfang als in diesem Szenario angenommen ausgebaut, würde das über zwei Effekte zu höheren Importanteilen für Wasserstoff führen: Es gäbe einen höheren Bedarf nach Wasserstoff, der Power-to-Heat in der Wärmeversorgung ersetzen würde, und es gäbe gleichzeitig ein niedrigeres Potenzial für die heimische Wasserstoffherstellung.

---

<sup>49</sup> Die Ausnutzung der Elektrolysekapazitäten ist dabei auf 5000 Volllaststunden begrenzt, um einen intermittierenden, am Dargebot der erneuerbaren Energien orientierten Betrieb der Elektrolyseure zu befördern.

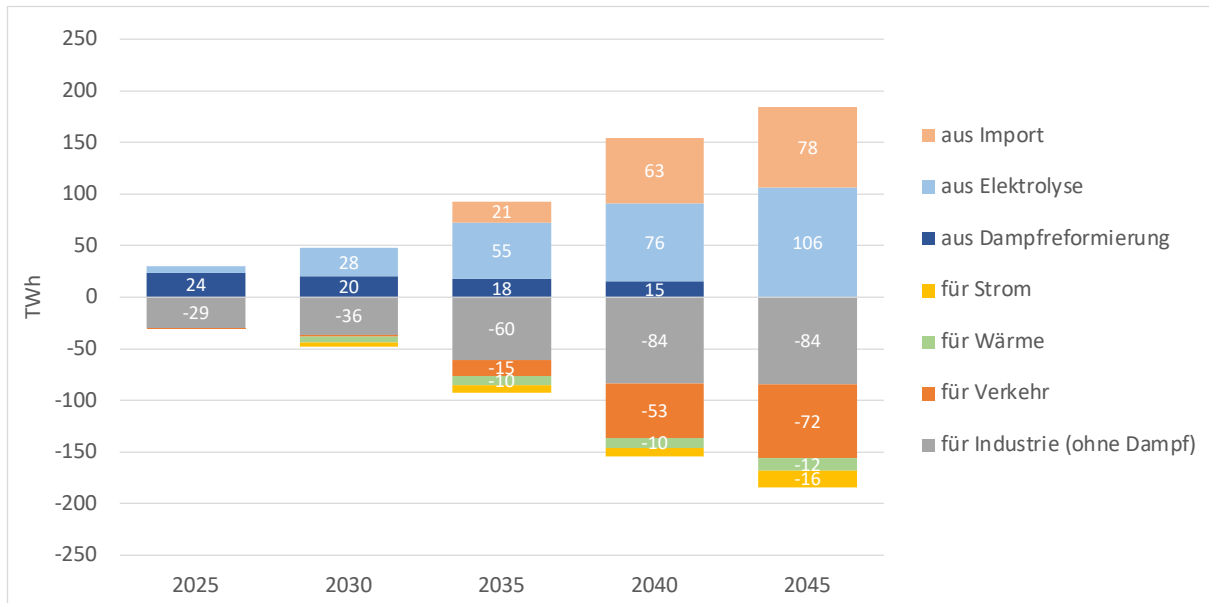


Abbildung 41: Erzeugung und Verwendung von Wasserstoff

Auf Seiten der Wasserstoff-Verwendung dominiert die Nutzung von Wasserstoff in der Industrie. Nach 2030 nimmt auch die Bedeutung von Wasserstoff im Verkehrssektor zu, während die Verwendung für Strom und Wärme im Umwandlungssektor eine untergeordnete Rolle spielt. Dies ist zum einen mit der geringen Stromerzeugung aus Wasserstoff zu begründen (siehe oben zur Rolle von Wasserstoff in der Stromerzeugung), zum anderen wird wegen des starken Fokus auf die elektrische Energieversorgung auch wenig Wasserstoff in der Wärmeversorgung eingesetzt.



### Kasten 13: Vergleich der Wasserstoff-Nachfrage mit anderen Szenariostudien

Wie Abbildung 42 zeigt, ist die Wasserstoff-Nachfrage in S4C-KN geringer als in anderen vorliegenden Szenarien. Insbesondere im Umwandlungssektor liegt der Wasserstoffbedarf deutlich niedriger. Dies liegt – wie weiter oben bereits ausgeführt – an mehreren Szenario-Charakteristika: So liegt in S4C-KN im Jahr 2045 die konventionelle Stromnachfrage im Vergleich zu anderen Szenarien relativ niedrig, während zugleich die Leistung der Erneuerbaren-Energien-Anlagen sehr hoch ist – und somit die Residuallast relativ niedrig. Zudem ist in S4C-KN eine große lastseitige Flexibilität durch hohe Power-to-Heat-Anlagenleistungen in Wärmenetzen mit Wärmespeichern und durch einen flexiblen Elektrolyseur-Betrieb verfügbar. Hinzu kommt die angenommene Nutzung von Reservoir-Kapazitäten im europäischen Ausland, die im Zusammenspiel mit hohen Übertragungskapazitäten große Flexibilität bieten. Darüber hinaus werden im verwendeten Stromsystemmodell keine Netz-Restriktionen innerhalb Deutschlands abgebildet.

Alle diese Faktoren reduzieren in S4C-KN den Bedarf an Stromerzeugung aus wasserstoffbetriebenen Kraftwerken. Die Versorgung mit Fernwärme, die dem Umwandlungssektor zugerechnet wird, ist aufgrund der hohen Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom stark elektrisch geprägt, so dass auch hier keine wesentliche Wasserstoff-Nachfrage entsteht. Zudem wird im Szenario S4C-KN angenommen, dass im Jahr 2045 sämtliche synthetische Energieträger und Rohstoffe nach Deutschland importiert werden, wodurch in Deutschland kein Wasserstoff zur Herstellung dieser „Synfuels“ eingesetzt wird.

Im Gegensatz zu einigen anderen der betrachteten Szenarien wird zudem in S4C-KN angenommen, dass im Gebäudesektor zukünftig kein Wasserstoff zur Deckung des Raumwärmebedarfs eingesetzt wird. Steigende energetische Sanierungsraten und -tiefen, ein beschleunigter Hochlauf der Installation von Wärmepumpen sowie ein deutlicher Ausbau der „grünen“ Nah- und Fernwärme ermöglichen in S4C-KN einen Verzicht auf die Wasserstoff-Nutzung in der Raumwärmeversorgung (vgl. Abschnitt 3.2).

Schließlich wird im Szenario S4C-KN im Industriesektor in der Prozesswärmebereitstellung vor allem auf einen direkten Einsatz von Strom fokussiert und in Ergänzung dazu in vergleichsweise vielen Prozessen auf Bioenergie gesetzt. Der Einsatz von Wasserstoff zur Wärmeerzeugung ist – auch aufgrund der zugrundeliegenden Annahmen bezüglich des Ausbaus eines Wasserstoffnetzes – auf eine begrenzte Anzahl an Industriestandorten limitiert.

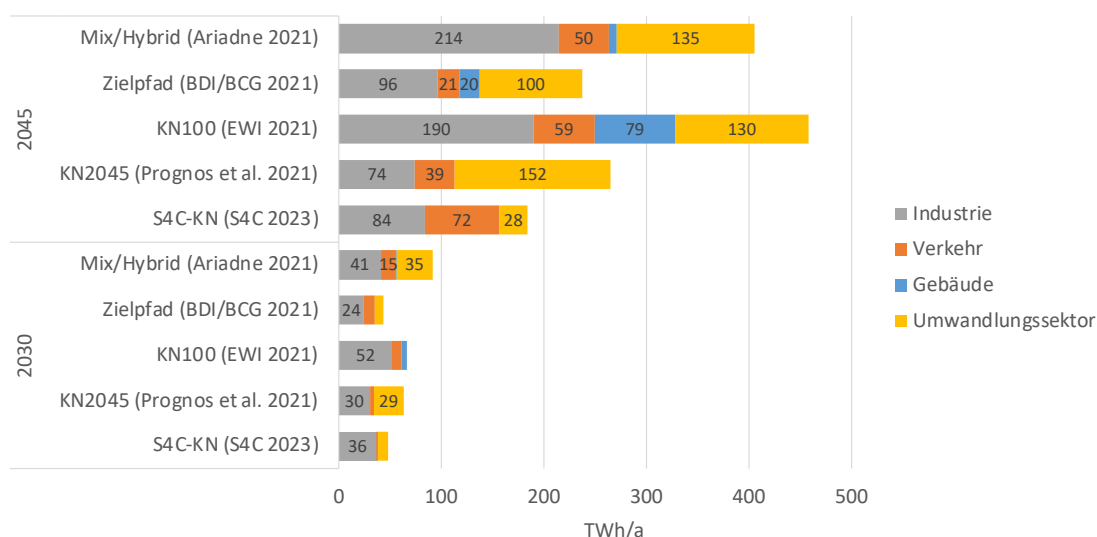


Abbildung 42: Wasserstoff-Nachfrage im Szenariovergleich (inkl. nicht-energetischem Verbrauch)

### 3.5 Abfallwirtschaft, Landwirtschaft und LULUCF-Sektor

Für die Abfallwirtschaft, die Landwirtschaft und den LULUCF-Sektor wurden für das Szenario S4C-KN keine eigenen Entwicklungspfade modelliert. Stattdessen wurden für die Abfallwirtschaft und die Landwirtschaft die Treibhausgasemissionsverläufe aus vorliegenden Szenariostudien übernommen und für den LULUCF-Sektor unterstellt, dass deren im Bundes-Klimaschutzgesetz für das Jahr 2045 vorgesehene Senken-Leistung realisiert werden kann. Die folgende Tabelle 10 gibt einen Überblick über die daraus folgenden Treibhausgasemissionen der drei Sektoren sowie die verwendete Literatur.

Tabelle 10: Treibhausgasemissionen in den Sektoren Abfallwirtschaft, Landwirtschaft und LULUCF-Sektor

Sektor	Treibhausgasemissionen (in Mio. t CO <sub>2</sub> -Äq.)			Quelle
	2018	2030	2045	
Abfallwirtschaft	10	3	1	BDI et al. (2018)
Landwirtschaft	70	58	41	Prognos et al. (2021)
LULUCF-Sektor	- 29	- 25	- 40	Bundes-Klimaschutzgesetz

## 4 Ausgewählte Schwerpunktanalysen zur Transformation des Industriesektors

### 4.1 Szenario-Varianten zur Entwicklung der Raffinerien

Für den Bereich der Raffinerien ist die Entwicklung des Energiesystems hin zur Klimaneutralität potenziell besonders disruptiv, da je nach Szenario die Nachfrage nach ihrem maßgeblichen Produkt – fossile Mineralölprodukte – weitgehend oder vollständig wegfällt und gleichzeitig nicht-fossile Alternativen mengenmäßig nur geringe Volumina erreichen könnten. Vor diesem Hintergrund wurden für die vorliegende Studie neben dem Hauptszenario („Import grüner Kraftstoffe und Feedstocks“) die zwei Varianten „Fossile Feedstock-Raffinerie“ und „Grüne NRW-Fischer-Tropsch-Raffinerie“ entwickelt und vergleichend analysiert. Die Szenarien unterscheiden sich zum einen im Hinblick auf die Art des verwendeten chemischen Feedstocks, zum anderen auch im Hinblick auf die Lieferketten und somit ihre Importabhängigkeit. Die zentralen Charakteristika der drei Varianten sind in Tabelle 11 dargestellt.

Das Hauptszenario (entsprechend der Entwicklung im Szenario S4C-KN) bildet einen Fall ab, in dem synthetische Kohlenwasserstoffe nach 2040 vollständig nach Deutschland importiert werden. Dieses Szenario erscheint aus Kostensicht am plausibelsten und wird in der Szenarioliteratur für Deutschland am häufigsten für Klimaneutralitätsszenarien zu Grunde gelegt. Es bildet insofern den „Mainstream“ ab.

Bei den beiden Varianten handelt es sich dagegen um explorative strategische Szenarien, die zwei unterschiedliche unternehmerische bzw. industriepolitische Herangehensweisen darstellen. In der Variante „Fossile Feedstock-Raffinerien“ wird eine Szenario-Idee aufgegriffen, die BCG und Prognos bereits für ein 95%-THG-Minderungsszenario dargestellt haben. Hier wird davon ausgegangen, dass Raffinerien in Deutschland nachfragebedingt aus der Bereitstellung von Kraftstoffen aussteigen, jedoch weiter fossile Kohlenwasserstoffe zur stofflichen Nutzung (in erster Linie in Kunststoffen) bereitstellen. In der Variante „grüne NRW-Fischer-Tropsch-Raffinerie“ wurde untersucht, welche Auswirkungen die Ansiedelung einer Fischer-Tropsch-Raffinerie im Hinblick auf die Versorgungssituation haben könnte. In Deutschland angesiedelte Raffinerien zur Produktion von synthetischen Kraftstoffen waren in der Vergangenheit Teil von ambitionierten Klimaschutzszenarien, die ein relativ autarkes zukünftiges Energiesystem Deutschlands abbildeten, spielen in der aktuellen Szenarioliteratur jedoch keine wichtige Rolle.

Alle drei hier dargestellten Szenarien sind vollwertige Szenarien in Bezug auf den untersuchten Sektor und berücksichtigen jeweils auch die Auswirkungen auf die petrochemische Industrie. In das in Kapitel 3 dargestellte Szenario S4C-KN ging jedoch nur das „Hauptszenario“ ein. Für die beiden anderen Raffinerie-Varianten wurden die energiewirtschaftlichen Implikationen (im Sinne einer Modellierung der Energieangebotsseite) im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht zusätzlich untersucht.

Tabelle 11: Grundcharakteristika der drei analysierten Varianten im Hinblick auf Importstruktur und Motivation

	Hauptszenario („Import grüner Kraftstoffe und Feedstocks“)	Variante „Fossile Feedstock-Raffinerie“	Variante „Grüne NRW-Fischer-Tropsch-Raffinerie“
<b>Verwendete Kraftstoffe im Verkehr nach 2040</b>	In allen drei Szenarien wird der noch verbleibende (gegenüber heute sehr deutlich gesunkene) Bedarf an Kohlenwasserstoffen im Verkehr durch synthetische Kraftstoffe gedeckt		
<b>Bereitstellung von Feedstock für die Petrochemie im Zielzustand (hier 2050)</b>	Inländische Bereitstellung auf Basis heimischer Biomasse und Abfall und zusätzlich Import von Feedstock (synthetisches Naphtha und Methanol)	Inländische Bereitstellung auf Basis heimischer Biomasse und Abfall sowie auf Basis von Erdölprodukten	Inländische Bereitstellung auf Basis heimischer Biomasse (verstärkt gegenüber dem Hauptszenario) und Abfall und zusätzlich Import von Feedstock (synthetisches Naphtha und Methanol)
<b>Was wird importiert?</b>	„Grüne“ Kraftstoffe und „grüner“ Feedstock für die chemische Industrie, jeweils im Ausland hergestellt aus CO <sub>2</sub> aus der Atmosphäre und grünem Wasserstoff	„Grüne“ Kraftstoffe und (fossiles) Rohöl	„Grüne“ Kraftstoffe und „grüner“ Feedstock für die chemische Industrie (aber in geringerem Umfang als im Hauptszenario), jeweils im Ausland hergestellt aus CO <sub>2</sub> aus der Atmosphäre und grünem Wasserstoff sowie (wahrscheinlich) Wasserstoff sowie (evtl.) Biomasse
<b>Motivation</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maximale THG-Minderungswirkung und hohe Glaubwürdigkeit für eine klimaneutrale Produktion</li> <li>• Geringe Kosten</li> <li>• Möglichkeit diversifizierter Energiepartnerschaften</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Absicherung des Übergangs für die deutschen Petrochemie-Standorte</li> <li>• Bestehende Assets in Wert setzen</li> <li>• Spiegelt derzeitige strategische Position eines Teils der chemischen Industrie wider</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Möglichkeit, selbst klima- und industriepolitisch voranzugehen</li> <li>• Versorgungssicherheit und Importunabhängigkeit</li> </ul>

Das Hauptszenario und die beiden Varianten werden in den folgenden Abschnitten zunächst jeweils einzeln illustriert und abschließend hinsichtlich ausgewählter erwarteter Auswirkungen und im Hinblick auf ihre Robustheit verglichen.

#### 4.1.1 Hauptszenario „Import grüner Kraftstoffe und Feedstocks“

Das zugrundeliegende Kraftstoffnachfrage-Szenario für Deutschland und Europa geht davon aus, dass den sogenannten „e-fuels“ nur eine sehr begrenzte Bedeutung zukommen wird. Im Bereich der Pkw und Lkw geht es nach 2040 von einer nur kleinen Restnachfrage nach flüssigen Kohlenwasserstoffen durch Spezialfahrzeuge und Oldtimer aus, die jedoch nur wenig intensiv genutzt werden (s. Abschnitt 3.3). Eine größere Restnachfrage verbleibt im Bereich des Flugverkehrs und der Seeschifffahrt. Im Hinblick auf das mögliche Produktspektrum von Synfuel-Raffinerien bedeutet dies einen starken Nachfrageüberhang von Mitteldestillat im Vergleich zu kurzkettigen Kohlenwasserstoffen. Falls die fortschreitende Elektrifizierung nicht nur auf Europa beschränkt bleibt, bedeutet dies, dass – ähnlich wie heute – bei der Produktion „grüner“ synthetischer Kraftstoffe kurzkettige Moleküle (LPG, Naphtha) als Beiprodukte für die chemische Industrie anfallen würden.

Im Hauptszenario wird davon ausgegangen, dass Deutschland und die anderen Länder Europas sowohl Kraftstoffe als auch Feedstock importieren können. Methanol ist daneben ein weiterer Grundstoff, der auf einem zukünftigen Weltmarkt gehandelt werden könnte. Methanol kann zum einen als Raffinerie-Grundstoff zur Produktion von „drop-in fuels“ wie Kerosin und Diesel genutzt werden, zum anderen als Verwendung von Chemie-Feedstock für methanolbasierte Verfahren zur Herstellung von Olefinen (MtO-Verfahren) und Aromaten (MtA-Verfahren).

Das Szenario ist plausibel, falls es gelingt, einen Weltmarkt für diese synthetisch hergestellten Grundstoffe zu etablieren. Deutschland kann dann als Importeur von relativ günstigen Preisen profitieren, die sich aus einem Standortwettbewerb zwischen zahlreichen Weltregionen ergeben, die jeweils über exzellente Erneuerbaren-Potenzialen sowie über eine ausreichende Wasser- und Flächenverfügbarkeit verfügen. Auf Basis von Elektrolyse-Wasserstoff und CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre („Direct Air Capture“, DAC) können die e-fuels dort zu sehr günstigen Kosten hergestellt werden und aufgrund der relativ niedrigen Transportkosten für flüssige Kohlenwasserstoffe kommen auch weit entfernte Lieferländer in Frage. Als Anlandungspunkte für die Kohlenwasserstoffe kommen die bestehenden Ölhäfen in Rotterdam, Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Rostock in Betracht, die jedoch in den meisten Fällen relativ weit von den Flughäfen als zukünftigen Nachfragezentren entfernt liegen. Bestehende Produktpipelines, die Binnenschifffahrt sowie der Bahntransport können die Versorgung der großen Flughäfen im Hinterland (Frankfurt, München, Düsseldorf, Köln, Leipzig/Halle, Berlin) sowie der großen Chemieparks (Köln, Ludwigshafen, Leuna/Böhlen) sicherstellen.

Neben einem funktionierenden Weltmarkt wäre eine wichtige Voraussetzung für die Verwendung grüner synthetischer Feedstocks in der chemischen Industrie, dass diese als „klimapositiv“ anerkannt werden und dadurch eine Emissionsgutschrift (als „negative Emission“) beansprucht werden kann. Das durch die Nutzung der Feedstocks bzw. der aus den Feedstocks erzeugten Produkte früher oder später entstehende CO<sub>2</sub> ist mit dem im Rahmen der Produktion der Feedstocks aus der Atmosphäre abgeschiedenen CO<sub>2</sub> zu verrechnen. In der praktischen Umsetzung ist dann darauf zu achten, dass die CO<sub>2</sub>-Minderung durch das DAC nicht zweifach (im Produktionsland und im Land der Verwendung, also in Deutschland) gutgeschrieben wird.

Im Folgenden wird dargestellt, wie der Pfad zum dargestellten Zielzustand im Hinblick auf die Raffinerielandschaft und die Kraftstoffversorgung aussehen könnte. Obwohl die Schließung von Raffinerien aus Gründen der Versorgungssicherheit derzeit nicht opportun ist, stellt sich angesichts des absehbaren Rückgangs der Kraftstoffnachfrage im Verkehr spätestens ab Mitte des laufenden Jahrzehnts die Frage nach Raffinerieschließungen auch in Deutschland. Ob diese – wie in der Vergangenheit – eher als „Raffinerie-für-Raffinerie“-Schließungen oder aber in einem Herunterskalieren der einzelnen Raffinerien (d. h. einer Schließung einzelner Kolonnen) verlaufen wird, ist derzeit noch nicht abzusehen. Die folgende Abbildung 43 zeigt hierzu zunächst einen möglichen Ausstiegspfad aus der Raffinerung von Rohöl.

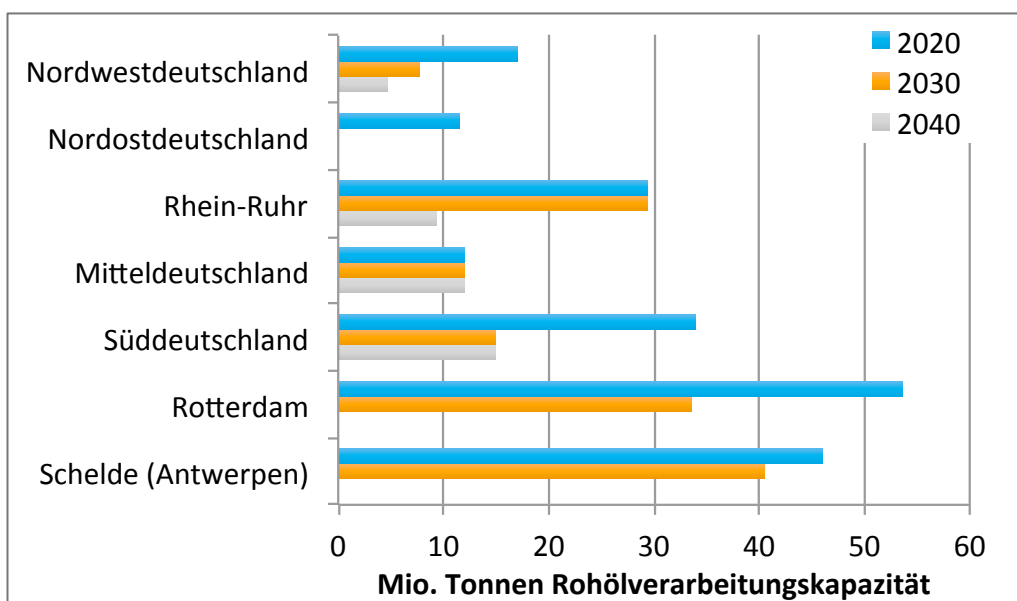
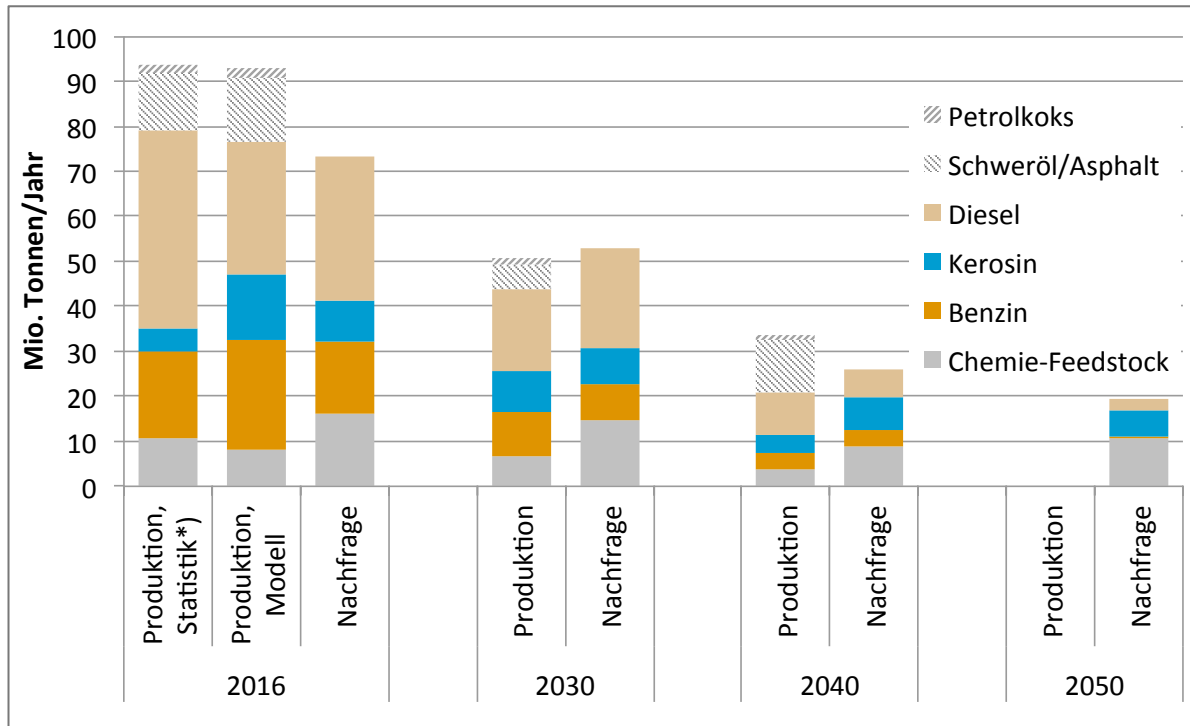


Abbildung 43: Mögliche Entwicklung der Raffinerie-Kapazitäten in Deutschland

Die Diskussionen im Frühjahr 2022 um die Zukunft der Raffinerie Schwedt haben veranschaulicht, dass die kurzfristige Schließung einer Raffinerie, die für die Versorgung eines bestimmten Gebiets verantwortlich ist, zu regionalen Versorgungsengpässen führen kann. Können sich die Akteure jedoch im Rahmen eines mittelfristig angelegten Prozesses auf die Schließung vorbereiten, so ist es möglich, die logistischen Voraussetzungen für eine dauerhaft gesicherte Versorgung zu schaffen – etwa durch neue Pipelines, die Vorhaltung eines Wagenparks für Eisenbahn-Kesselwagen oder den Einsatz zusätzlicher Tankschiffe. In Vorbereitung auf den späteren e-fuel-Import werden solche Kapazitäten der Transportlogistik ohnehin erforderlich.

Abbildung 44 zeigt die simulierte Entwicklung der Nachfrage nach Raffinerie-Produkten in Deutschland (ohne Bitumen, Schmieröl, Schweröl und Petrolkoks) sowie die simulierte Produktion in den deutschen Raffinerien.<sup>50</sup>



\*) Statistik enthält auch Produktion aus Verwendung anderer Einsatzstoffe als Rohöl.

Abbildung 44: Raffineriemarkt-Entwicklung im Hauptszenario

Quelle: BAfA und AGEB, sowie eigene Simulationsrechnungen.

Die Abbildung veranschaulicht, dass die Annahmen zum Abbau der Raffinerien kompatibel sind mit der simulierten Nachfrage: In einem Szenario für den Verkehrssektor mit starker Elektrifizierung (und Wasserstoff) kann die Eigenversorgung mit fossilen Kraftstoffen bis 2040 in Deutschland bilanziell in etwa aufrechterhalten werden. Erst nach der Schließung der letzten Raffinerien in den 2040er Jahren müssen Kraftstoffe netto importiert werden. Allerdings verdeutlicht die Grafik auch die bereits heute bestehende Importabhängigkeit bei Chemie-Feedstock, der in erster Linie über die Terminals in Rotterdam und Rostock und die angeschlossenen Pipelines nach Deutschland gelangt. Diese Abhängigkeit steigt über die Zeit im Szenario weiter an. Für kleinere Standorte ohne Naphtha-Pipelineversorgung, deren Petrochemie stark auf Olefinen aufbaut (wie etwa Burghausen), bietet es sich an, zukünftig Abfall als Feedstock zu nutzen.

<sup>50</sup> Die Herleitung der Nachfrage ist in den jeweiligen Abschnitten zu Verkehr, Gebäuden und Industrie nachzulesen, die Produktion wurde mit Hilfe eines linearen Optimierungsmodells auf Basis der bestehenden Kapazitäten simuliert.

#### 4.1.2 Variante „Fossile Feedstock-Raffinerien“

Die Variante „Fossile Feedstock-Raffinerien“ wurde als strategische, strukturkonservative Variante entworfen. Es kann verstanden werden als unternehmerisch wünschenswertes Szenario zur Erhaltung von Märkten sowie zur Werterhaltung bestehender Anlagen. Aus industriepolitischer Sicht bildet es das Ziel einer Erhaltung von Standorten und Arbeitsplätzen ab. Im Hinblick auf Wertschöpfungsketten sichert es zudem eine heimische Versorgung der petrochemischen Industrie mit konventionellem Feedstock. In Bezug auf die gegenwärtige technische Reife (bzw. das „Technology Readiness Level“, TRL) der verwendeten Technologien ist dieses Szenario nur mit geringen F&E-Risiken verbunden, seine Risiken liegen in den Bereichen des wirtschaftlichen Betriebs sowie der gesellschaftlichen Akzeptanz.

Im Hinblick auf den Raffinerieabbau wird ein Pfad analog zum oben beschriebenen Hauptszenario zu Grunde gelegt, allerdings wird dabei im Hinblick auf drei Standorte abgewichen: Für die Standorte Rhein-Ruhr, Mitteldeutschland und Burghausen wurde angenommen, dass ein Teil von deren gegenwärtigen Raffineriekapazitäten weiter genutzt wird und zur Bereitstellung von Feedstock transformiert wird. Damit können alle deutschen Petrochemiecluster versorgt werden, d. h. die Petrochemie-Cluster an Rhein (u. a. Wesseling, Dormagen, Ludwigshafen) und im Emscher-Lippe-Raum (u. a. Gelsenkirchen, Marl), Leuna und Böhlen im mitteldeutschen sowie Burghausen und Gendorf im bayrischen Chemiedreieck.<sup>51</sup> Im Folgenden wird zur Veranschaulichung näher auf den Aufbau und Betrieb einer Rhein-Ruhr-Raffinerie eingegangen. Sie könnte aus einem der beiden bestehenden Standorte in Wesseling oder Gelsenkirchen entwickelt werden.

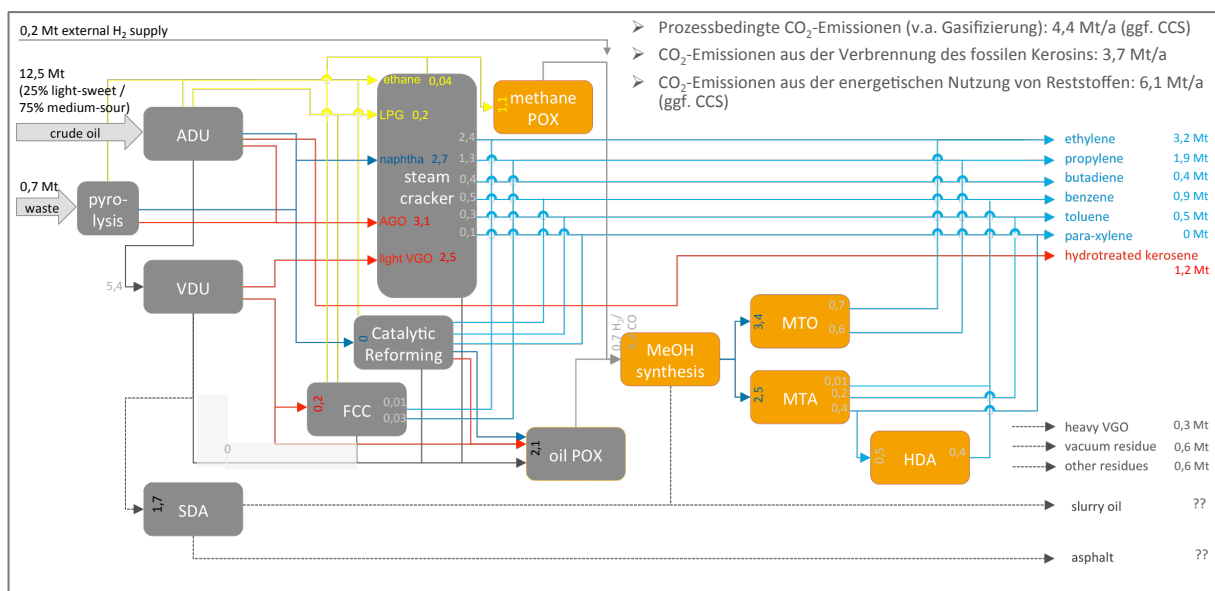


Abbildung 45: Skizze einer NRW-Feedstock-Raffinerie

Hinweis: Alle Angaben in Mio. Tonnen pro Jahr (Mt/a)

<sup>51</sup> Für das Küsten-Cluster (Brunsbüttel, Stade) wurde eine Versorgung per Schiff angenommen.



Abbildung 45 skizziert die simulierte Rhein-Ruhr-Raffinerie, deren Auslegung mit Hilfe einer linearen Optimierung iterativ ermittelt wurde. Dabei gingen folgende *Randbedingungen* ein:

- Bestehende Anlagen können weiter genutzt werden.
- Investitionen in Gasifizierung, Methanol-Synthese und methanolbasierte Verfahren (MtO, MtA) sind möglich.
- Der Bedarf nach Propylen, Butadien und Aromaten (BTX) im Marktgebiet (im Falle der „Rhein-Ruhr-Raffinerie“ NRW, Höchst und Ludwigshafen) muss gedeckt werden; zusätzlich möglichst keine Exporte nach außerhalb.
- Minimierung der Produktion von Nebenprodukten, die deponiert werden oder energetisch verwendet werden müssten.
- Wasserstoff-„Exporte“ an andere Sektoren (als grauer oder blauer Wasserstoff) sind nicht zugelassen.

Die gewählten Randbedingungen spiegeln wider, dass der Betrieb einer solchen Anlage langfristig wahrscheinlich mit hohen Auflagen verbunden wäre, die sich in entsprechende Anforderungen an Versorgungssicherheit sowie Akzeptanz (bei Öffentlichkeit und Investoren) ausdrücken würden.

Ein sehr wichtiges Kriterium für die Akzeptanz einer solchen Raffinerie dürfte das weitgehende Schließen der Kohlenstoffkreisläufe sein. Dies ist mit deutlichen Anforderungen sowohl im Hinblick auf die zu tätigen Investitionen als auch den laufenden Einsatz von erneuerbaren Energien in Form von Wasserstoff und Strom verbunden. Allerdings beschränkt sich die Kohlenstoffbindung im Szenario auf eine stoffliche Nutzung von Kohlenwasserstoff-Flüssen und eine Prozesssteuerung, die eine vollständige Oxidation von Kohlenstoff zu CO<sub>2</sub> weitgehend vermeidet. Eine zusätzliche Schließung über eine Verwendung von CO<sub>2</sub> als Molekül (CCU) wurde nicht angenommen. Bei den Gasifizierungsanlagen wurde von einer Kohlenstoffumsetzung von 90 % (zu Kohlenstoffmonoxid) ausgegangen. Obwohl aus der Gasifizierung auch Wasserstoff bezogen wird, bedeutet dies im Hinblick auf die notwendige Stöchiometrie für eine Methanolherstellung, dass zusätzlicher Wasserstoff benötigt wird. In der dargestellten Simulation handelt es sich um 200 kt jährlich (knapp 6 TWh). Eine weitere Schließung über eine Nutzung der verbleibenden prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Mengen in Höhe von 4,4 Mio. Tonnen wäre im Hinblick auf den Wasserstoffbedarf noch einmal deutlich aufwändiger und wurde aus Gründen der Wirtschaftlichkeit nicht angenommen. Da ein CO<sub>2</sub>-Netz (mit Speicherung in der Nordsee) ohnehin Teil des Szenarios ist, erscheint CCS für diese Emissionen als die plausiblere Lösung.

In der Variante „Fossile Feedstock-Raffinerien“ verarbeitet die Rhein-Ruhr-Feedstock-Raffinerie 12,5 Millionen Tonnen Rohöl pro Jahr. Um dennoch weitgehend klimaneutral zu produzieren, müssen die Kohlenstoffverluste in der Prozessierung minimiert und die erzeugten Kunststoffe am Ende ihres Lebenszyklus vollständig rezykliert oder einer Verbrennung mit CCS zugeführt werden. Trotz CCS in der Raffinerie verbleiben jedoch Restemissionen in der Raffinerie selbst und auch bei der Nutzung eines Teils der Produkte. Als weiterer Rohstoff kommen 700 kt Kunststoffabfälle über Pyrolyseanlagen in das

System.<sup>52</sup> Obwohl dem System zusätzlich Kunststoffabfälle für eine Gasifizierung (ohne zusätzliche Bezugskosten) zur Verfügung stünden, wird dieses Potenzial nicht genutzt. Dies dürfte an der deutlich wirtschaftlicheren Verwertung von Rohöl über die Steamcracker-Route liegen, die entsprechenden Abfallmengen stünden damit anderen Regionen zur Verfügung. Im Bayrischen Chemiedreieck wurden die entsprechenden Mengen gleichwohl durch das Modell ausgeschöpft, hier ist das Zielproduktspektrum jedoch auf Olefine beschränkt, die sich mit deutlich besserer Ausbeute über eine Gasifizierung gewinnen lassen. Die Ergebnisse zeigen, dass die Anforderungen an die Feedstock-Versorgung an der Rheinschiene im Hinblick auf das Produktspektrum mit seiner Kombination von hohem Butadien- und Benzol-Bedarf deutlich anspruchsvoller sind als in anderen Regionen Europas.

Neben den chemischen Grundstoffen produziert die Rhein-Ruhr-Feedstock-Raffinerie 1,2 Mio. Tonnen Kerosin. Zwar könnten auch diese Mengen in einem Steamcracker verarbeitet werden, es wird hier jedoch davon ausgegangen, dass diese Menge im Luftverkehr abgesetzt werden kann. Zumindest im Jahr 2040 dürfte es (möglicherweise außerhalb der EU) Käufer hierfür geben. Wahrscheinlicher als ein physischer Abtransport des Kerosins in ein anderes Marktgebiet wären dann jedoch Ausgleichsgeschäfte. Abbildung 45 und Tabelle 12 zeigen außerdem, dass nicht alle verfügbaren Raffinerie-Reststoffe (grau dargestellte Flüsse in Abbildung 45) in der Gasifizierung verwendet werden, obwohl ihnen kein sonstiger Marktwert zugewiesen ist. Sie könnten entweder energetisch (z. B. in Zementwerken) oder in anderen Marktgebieten auch stofflich verwendet werden; daneben käme ein Verkauf der Rückstandöle als Kraftstoff für die internationale Seeschifffahrt in Betracht.

Tabelle 12: Kohlenstoffbilanz der fossilen Rhein-Ruhr-Feedstock-Raffinerie

	<b>C Input</b>	<b>C Output</b>
<b>Rohöl</b>	-10,6	
<b>Pyrolyseöl</b>	-0,3	
<b>CO aus der Gasifizierung von Kunststoffabfällen</b>	-/-	
<b>Raffinerieprodukte</b>		7,0
<b>(davon: Kerosin)</b>		(1,0)
<b>Reststoffe</b>		2,6
<b>prozessbedingte Emissionen</b>		1,2

Quelle: Eigene Berechnung.

#### 4.1.3 Variante „Grüne NRW-Fischer-Tropsch-Raffinerie“

Mit der nachfolgenden Beschreibung der Variante einer „Grünen NRW-Fischer-Tropsch-Raffinerie“ soll aufgezeigt werden, wie sich ein solcher Komplex in die bestehende Versorgungsinfrastruktur für die Rheinschiene mit Kohlenwasserstoffen einfügen könnte. Gemäß den Annahmen zum Synfuel-Bedarf

<sup>52</sup> Um eine gewisse Vergleichbarkeit zum Hauptszenario zu behalten, wurden die verfügbaren Kunststoffabfallmengen für NRW aus diesem Hauptszenario entnommen.

im Verkehr könnte eine solche Raffinerie in Deutschland bis 2040 aufgebaut werden. Die folgende Abbildung 46 zeigt für das Jahr 2040 die Einbindung von NRW in die Infrastruktur des westeuropäischen Chemiedreiecks (Antwerpen, Rotterdam, Rhein-Ruhr) sowie die Einbindung rheinaufwärts bis ins Oberrheingebiet in einer stilisierten Kartendarstellung. Die mit „RMR“ bezeichnete Pipeline ist die bestehende Ölproduktpipeline von Rotterdam über Köln bis Frankfurt und Ludwigshafen, während „ARG“ die bestehende Ethylen-Pipeline von Antwerpen über Chemelot nach Köln und weiter in den süddeutschen Raum bezeichnet. Während die ARG eine Einprodukt-Pipeline ist, können in der RMR verschiedene flüssige Ölprodukte wie Naphtha oder Kerosin transportiert werden. Ihre Jahreskapazität beträgt etwa 13 Mio. Tonnen.

Die Skalierung orientiert sich zum einen an bestehenden Destillationskapazitäten, wobei sowohl Köln/Wesseling als auch Gelsenkirchen als Standort in Frage kämen. Als weitere Orientierung diente die NRW-Nachfrage nach Kohlenwasserstoffen im Jahr 2050. In NRW selbst übersteigt zu dem Zeitpunkt der Bedarf für chemischen Feedstock die Nachfrage nach Kraftstoffen deutlich. Aus diesem Grund wurde der Simulation eine Hochtemperatur-Fischer-Tropsch-Anlage zu Grunde gelegt, deren Produktportfolio einen Schwerpunkt im (für Feedstocks prädestinierten) kurzkettigen Kohlenwasserstoffbereich hat. Neben Naphtha liegt der Fokus auf gasförmigen Produkten wie Ethan, Propan, Butan sowie Ethylen und Propylen, wohingegen die Ausbeute an Mitteldestillat und Wachsen deutlich geringer ausfällt als bei Niedertemperatur-Fischer-Tropsch-Anlagen.

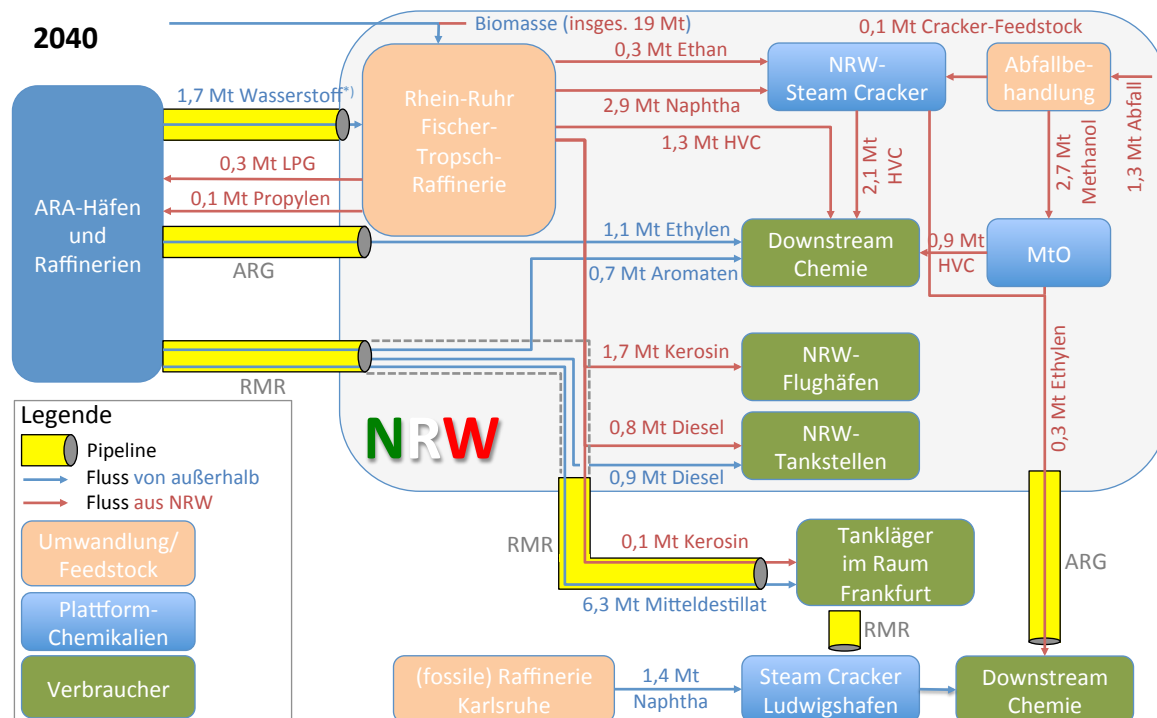


Abbildung 46: Einbindung von NRW in die Infrastruktur des westeuropäischen Chemiedreiecks (Antwerpen, Rotterdam, Rhein-Ruhr) sowie rheinaufwärts bis ins Oberrheingebiet

Quelle: Eigene Darstellung.

Mit einem Einsatz von jährlich 19 Mio. Tonnen fester Biomasse und zusätzlichen 1,7 Mio. Tonnen grünem Wasserstoff in der Variante „Grüne NRW-Fischer-Tropsch-Raffinerie“ könnte NRW 2040 eine sehr hohe Selbstversorgungsquote mit Kohlenwasserstoffen erhalten, allerdings zum Preis einer höheren Abhängigkeit bei den Biomasse- und Wasserstoffimporten. Die Szenarien von Prognos et al. (2021) haben jedoch gezeigt, dass entsprechende Mengen an Biomasse grundsätzlich innerhalb Deutschlands mit einem angepassten Landnutzungsmanagement verfügbar gemacht werden könnten. Innerhalb der europäischen Simulation des petrochemischen Systems wurde ermittelt, dass NRW die bestehende ARG-Pipeline für zusätzliche Ethylen-Zuflüsse aus dem ARA-Raum (Region um Antwerpen, Rotterdam und Amsterdam) nutzen könnte, zum Teil als Transitfluss ins Oberrheingebiet.

Eine höhere Abhängigkeit verbleibt in dieser Variante in Bezug auf Aromaten (v. a. Benzol). Da die Benzol-Ausbeute im Fischer-Tropsch-Verfahren generell ungünstig ist, sind Importflüsse die Folge. 2040 dürfte es sich hierbei um Benzol aus fossilen Raffinerien handeln. Als größter Importfluss für die Rheinschiene verbleibt aber Mitteldestillat mit einem Importvolumen von rund 7 Mio. Tonnen, wovon der größte Teil in den süddeutschen Raum mit dem Frankfurter Flughafen als wichtigsten Abnehmer geht. Mit dem daraus resultierenden Netto-Importfluss von ca. 8 Mio. Tonnen pro Jahr wäre die RMR-Pipeline zwar bereits gut ausgelastet, böte aber noch Restkapazitäten, um temporäre Anlagenstillstände zu kompensieren oder Lagerbestände als Reserven aufzubauen. Hinzu kommt die Rheinschifffahrt als zusätzliche „Redundanz“ für den Import petrochemischer Grundstoffe.

Im Hinblick auf die Versorgungssituation NRWs ist zudem zu sagen, dass der Abfalleinsatz gegenüber dem Hauptszenario niedriger wäre. Im Hauptszenario wäre NRW darauf angewiesen, Kunststoffabfälle aus anderen Regionen „zurückzunehmen“, während in der Variante „NRW-Fischer-Tropsch-Raffinerie“ das in NRW selbst anfallende Aufkommen wahrscheinlich ausreichen dürfte.

In einer Sensitivätsbetrachtung wurde zusätzlich untersucht, welche Standorte für Fischer-Tropsch-Raffinerien sich bei einer freien Kostenoptimierung im Investitions-Simulationsmodell einstellen würden. Aufgrund der sehr guten Versorgungsinfrastruktur in den ARA-Raum hinein käme NRW in diesem Fall nicht zum Zuge, sondern Antwerpen, das neben einer exzellenten Anbindung an sein Hinterland auch noch über eine Vielzahl an bestehenden Anlagen verfügt, in denen Fischer-Tropsch-Co-Produkte wie Ethan und Propan zu chemischen Grundstoffen verarbeitet werden können. Auch im Bayrischen Chemiedreieck wäre der Aufbau einer solchen (aber dort deutlich kleineren) Raffinerie aufgrund der dort schwachen Importinfrastruktur laut kostenoptimierender Modellierung wahrscheinlicher als in NRW.

#### **4.1.4 Nicht untersuchte weitere mögliche Varianten**

Weitere technische Raffineriekonzepte wären denkbar – auch in Verbindung bzw. als Mix mit den oben beschriebenen Szenarien bzw. Varianten. Zwei derzeit diskutierte Konzepte, die nicht analysiert wurden, seien im Folgenden hervorgehoben.

*CO<sub>2</sub>-Nutzungskonzepte*, um prozessbedingte Emissionen in erster Linie aus der Zementindustrie zu nutzen, sind Teil der deutschen Szenariendiskussion um die Bereitstellung von chemischem Feedstock. Um mit entsprechenden CCU-Konzepten große Teile der Olefin- und Aromatenproduktion darstellen zu können, würden jedoch sehr große Wasserstoffmengen benötigt. Im Hinblick auf die relative Kostensituation für grünen Wasserstoff in Deutschland gegenüber vielen anderen Ländern wird ein großmaßstäblicher Einsatz von CO<sub>2</sub>-Nutzung deshalb hier als weniger wahrscheinlicher eingeschätzt als die zuvor beschriebenen Konzepte eines Feedstock-Imports. Wahrscheinlicher wäre ein solches Szenario hingegen bei einer rein nationalen Klimapolitik mit starken ordnungspolitischen Ansätzen sowie einem Verbot von CCS, das z. B. die Zementerzeuger zwingen würden, prozessbedingtes CO<sub>2</sub> in Produkten zu binden. Auch eine relativ günstige zukünftige Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff in Deutschland würde ein solches Szenario wahrscheinlicher machen. (Siehe auch Abschnitt 4.3 für eine genauere Diskussion der Plausibilität einer zukünftigen inländischen Feedstock-Erzeugung über abgeschiedenes CO<sub>2</sub>.)

Technisch vielversprechend erscheinen aus heutiger Sicht auch *methanolbasierte Raffinerie-Konzepte*. Relativ weit entwickelt wurden Methanol-to-Gasoline-Prozesse in der Vergangenheit durch Exxon und Lurgi (Chakraborty et al., 2022), ohne aber in die kommerzielle Anwendung zu gelangen. Derzeit wird daran geforscht, wie die Ausbeute an Mitteldestillat gesteigert werden könnte, um grüne Raffinerien für Flugbenzin aufzubauen. Diese Konzepte sind also anders als die Fischer-Tropsch-Technologien noch nicht ausentwickelt. Der Aufbau von Methanol-Raffinerien in Deutschland böte den Vorteil, Methanol günstig aus „sweet spot“-Regionen mit sehr guten Erneuerbaren-Bedingungen importieren zu können, die Erzeugung der Kraftstoffe und Chemikalien aber in Deutschland positionieren zu können. Damit böte sich ggf. eine höhere Resilienz gegenüber einem alleinigen Import von Kraftstoffen. Eine nationale Lagerhaltung („Methanolreserve“ analog zur heutigen Ölreserve) wäre z. B. leichter zu bewerkstelligen als die verschiedenen Kraftstoffe bzw. Feedstocks jeweils getrennt zu bevorraten, weil sich daraus eine höhere Flexibilität der Nutzung der Reserve ergeben würde. Nachteil einer solchen Methanolwirtschaft ist die um etwa 50 % geringere Energiedichte von Methanol gegenüber den Kohlenwasserstoffen. Der Transport von Methanol und seine Lagerung sind damit deutlich aufwändiger als ein Transport von Kerosin oder Naphtha. Verglichen mit gasförmigen Energieträgern ist der Transport und die Lagerung von Methanol aber immer noch günstig. Auf die Untersuchung einer methanolbasierten Raffinerie wurde in der vorliegenden Arbeit vor allem deshalb verzichtet, weil nicht ausreichend öffentliche Daten über entsprechende Raffinerie-Konzepte vorliegen.

#### **4.1.5 Vergleich und Bewertung der Szenarien bzw. Varianten**

Im abschließenden Vergleich zwischen den drei untersuchten Szenarien bzw. Varianten soll die unterschiedliche Performanz in Bezug auf Treibhausgasminderungsbeitrag, Rohstoffimporte, Energiebedarfe, Versorgungssicherheit und Kosten dargestellt werden.

Tabelle 13 weist zunächst einmal die relevantesten Importflüsse der drei Fälle im Jahr 2050 aus. Im Hauptszenario werden im Jahr 2050 21 Mio. Tonnen Kohlenwasserstoffe importiert, der überwiegende Teil hiervon ist Feedstock für die chemische Industrie. In der Variante „Fossile Feedstock-Raffinerien“

werden genau jene Importe ersetzt durch Rohöl, während die Kraftstoffe (überwiegend) als grüne Produkte importiert werden. Die Importmenge für Raffinerieprodukte liegt hier um 13 Millionen Tonnen niedriger als im Hauptszenario. In ähnlichem Umfang unterscheidet sich die Importmenge in der Variante „Grüne NRW-Fischer-Tropsch-Raffinerie“ von der Importmenge im Hauptszenario, hier kann jedoch die Importmenge an Kraftstoffen gegenüber dem Feedstock stärker reduziert werden. Der Wasserstoffbedarf der chemischen Industrie für chemisches Recycling liegt im Hauptszenario bei jährlich 14 TWh, im Falle des Betriebs der Feedstock-Raffinerien kämen noch einmal 3,3 TWh hinzu. Deutlich höher läge der Wasserstoffbedarf im Falle der grünen NRW-Raffinerie: Hier würde gegenüber dem Hauptszenario zusätzlicher Wasserstoff in Höhe von 52 TWh/a benötigt (insgesamt 66 TWh/a).

Tabelle 13: Vergleich der Energie- und Rohstoffbedarfe der drei Raffinerie-Konzepte in der Bilanzgrenze Deutschlands für das Jahr 2050

	Hauptszenario („Import grüner Kraftstoffe und Feedstocks“)	Variante „Fossile Feedstock-Raffinerie“	Variante „grüne NRW- Fischer-Tropsch- Raffinerie“
<i>Veränderungen zum Hauptszenario</i>			
Importe		<b>Δ+16,9 Mt Rohöl</b> <b>Δ+3,3 TWh Wasserstoff</b>	<b>Δ+52 TWh Wasserstoff</b> <b>Δ+19 Mt Biomasse</b>
	10,5 Mt FT-Naphtha 1,3 Mt Methanol 6,2 Mt FT-Kerosin 2,8 Mt FT-Kraftstoff	Δ-10,5 Mt FT-Naphtha Δ-1,3 Mt Methanol Δ-1,2 Mt FT-Kerosin	Δ-8,4 Mt FT-Naphtha Δ-1,3 Mt Methanol Δ-1,7 Mt FT-Kerosin Δ-0,8 Mt FT-Kraftstoff
Abfall-Verwendung	Kunststoffe überwiegend rezykliert (mechanisch und chemisch)	für Pyrolyse geeignete Kunststoffe gehen in chemisches Recycling, nicht geeignete teilweise in Gasifizierung	deutlich niedrigere Abfall- Verwendungsmengen in Deutschland als im Hauptszenario.
Energiebedarfe (ohne Feedstock) im Vergleich zum Hauptszenario	-/-	<b>Δ+37 TWh Strom (für Raffinerien &amp; Steamcracker)</b> <b>Δ+6 TWh Strom für Dampf</b> (für den Ersatz von Cracker-Co-Produkten) Δ-4,6 TWh Biomasse (wird in der Produktion von Zementklinker frei durch höhere Verfügbarkeit von Kohlenstoffabfällen und Schweröl)	ähnlich wie Basis-Szenario

*Hinweis: Angegeben sind Jahresmengen, Δ-Werte sind jeweils als Unterschied gegenüber dem Hauptszenario zu verstehen (Werte in roter Schrift sind zusätzliche Bedarfe, Werte in grüner Schrift sind Minderbedarfe).*

*Quelle: Eigene Berechnung.*

In Bezug auf den Energiebedarf fällt für das fossile Raffineriekonzept ein Mehrbedarf beim Strom in Höhe von 43 TWh an. Dieser Mehrbedarf ergibt sich aus dem veränderten Betriebskonzept der Steamcracker mit einer vollständigen stofflichen Nutzung der Cracker-Produkte. Aus diesem Grund stehen anders als im Hauptszenario keine Kohlenwasserstoffe als energetisch nutzbare Kuppelprodukte zur Verfügung. Der entsprechende Energiebedarf muss elektrisch gedeckt werden.

Im Folgenden werden das Hauptszenario und die Variante „Fossile Feedstock-Raffinerie“ im Hinblick auf ihre Kohlenstoff-Flüsse, den Energiebedarf und die Kosten verglichen. Auf die Ausweisung solcher Kennwerte wurde für die Variante „grüne NRW-Fischer-Tropsch-Raffinerie“ verzichtet, da im Rahmen der vorliegenden Untersuchung eine seriöse quantitative Bewertung der Biomasse im Hinblick auf Kohlenstoffsenkenleistung und Kosten nicht geleistet werden konnte. Abbildung 47 zeigt den Netto-Unterschied im Hinblick auf die bewegten Kohlenstoffmengen und die CO<sub>2</sub>-Emissionen zwischen Hauptszenario und der Variante „Fossile Feedstock-Raffinerie“ auf. Der Kohlenstoffkreislauf ist hierbei nicht vollständig dargestellt – es fehlen Flüsse, die in beiden Szenarien gleich sind, wie Biopolymere oder Netto-Exporte an Kunststoffen und Kunststoffprodukten sowie die Verbrennung in MVA.

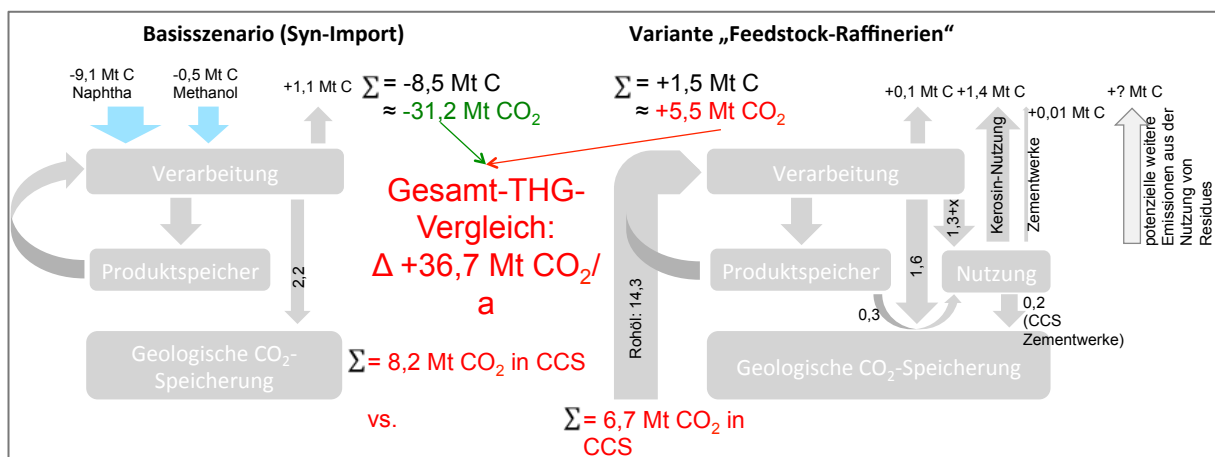


Abbildung 47: Ausgewählte Kohlenstoff-Flüsse im Vergleich von Hauptszenario und der Raffinerie-Variante „Fossile Feedstock-Raffinerien“

*Hinweis: Jahreswerte angegeben für 2050 in Mio. Tonnen Kohlenstoff-Äquivalent, wenn nicht anders angegeben.*

*Quelle: Eigene Darstellung.*

Im Hauptszenario wird durch die im Ausland vorgenommene Bindung von CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre im Feedstock eine Senkenleistung erbracht. Bei der Verbrennung der nicht direkt stofflich nutzbaren Steamcracker- und Methanol-Co-Produkte oxidieren in diesem Szenario 3,3 Mio. Tonnen Kohlenstoff zu CO<sub>2</sub>, wovon ein Teil jedoch in die geologische Speicherung geht und somit gebunden bleibt. Durch die zusätzliche Bindung von netto 31,2 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> im Jahr 2050 ergibt sich ein positiver Beitrag der Feedstock-Bereitstellung auf die THG-Bilanz in diesem Jahr. Im Falle der Feedstock-Raffinerien gibt es keinen Entzug von CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre, stattdessen wird dem System wie heute fossiler Kohlenstoff zugeführt. Die prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Gasifizierung gehen in dieser Variante in die geologische Speicherung. Die größte Emissionsquelle besteht in der energetischen Nutzung des Kerosins. Um einen konsistenten Vergleich zu ermöglichen, wurde hier angenommen,

dass die Mindermenge an Kunststoffabfällen zur Nutzung im chemischen Recycling den Zementwerken zu Gute kommt. Dadurch könnten in dieser Variante insgesamt zusätzlich 0,5 Mio. Tonnen Kohlenstoffäquivalent aus Kunststoffabfällen und Schweröl in der Produktion von Zementklinker mit CCS verwendet werden und der Biomassebedarf dort folglich um 4,6 TWh sinken (s.

Tabelle 13).<sup>53</sup> Eine weitere mögliche Emissionsquelle bestünde in der Nutzung von schwerem Rückstandsöl bzw. Vakuumrückstand als Schiffstreibstoff. Im theoretischen Fall, dass alle Rückstände energetisch verwendet werden, ergäben sich in der Variante „Fossile Feedstock-Raffinerie“ zusätzliche CO<sub>2</sub>-Emissionen von jährlich knapp 11 Millionen Tonnen. Sofern bei der Verwendung von Asphalt im Straßenbau bis dahin kein zirkuläres System etabliert werden kann, bleibt eine stoffliche Nutzung eines Teils der Rückstände möglich – daneben auch der Export als "Gasifizierungs-Feedstock".

Der abschließende Kostenvergleich verdeutlicht die Unterschiede beispielhaft. Aufgrund der hohen Unsicherheiten über die getroffenen Annahmen sind diese Ergebnisse jedoch nur als eine Näherung zu sehen. Während die Wasserstoffbeschaffungskosten und die Kosten für FT-Naphtha sowie für grünes Methanol in Zukunft eine gewisse Korrelation aufweisen dürften, ist der Spread zum Strompreis und zum Rohöl extrem unsicher und dürfte auch im Zeitverlauf immer wieder stark schwanken. Das hier gewählte Kostensetting dürfte jedoch zumindest im Bereich des Möglichen liegen.

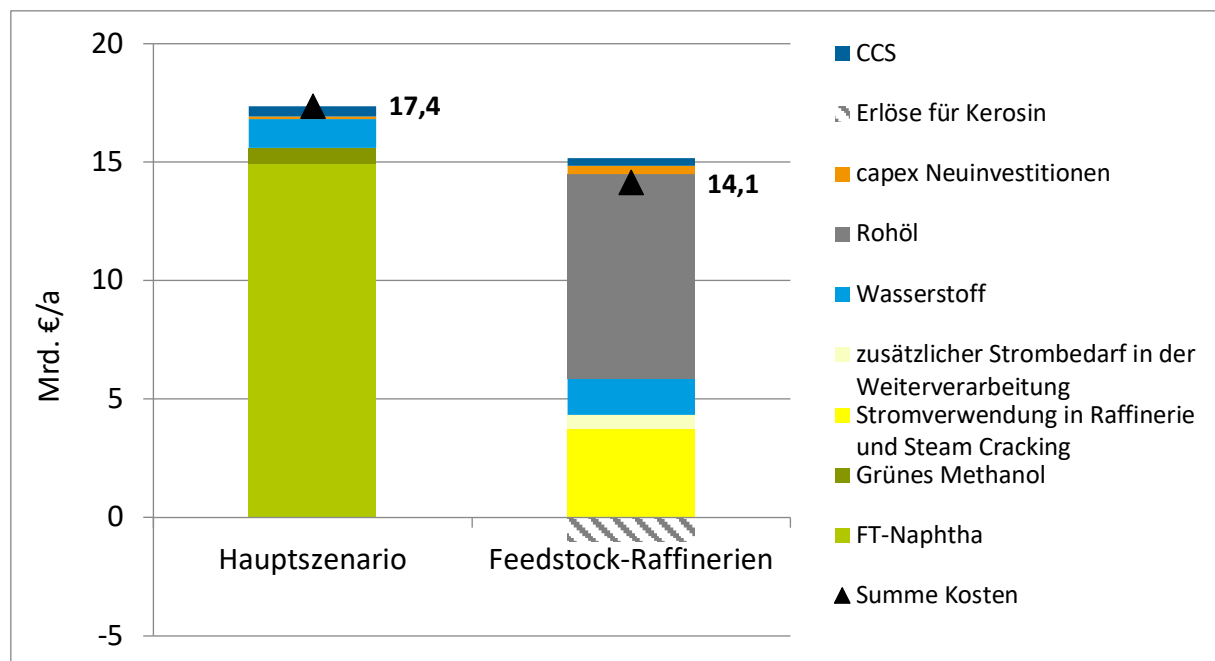


Abbildung 48: Hypothetische Systemkosten der Bereitstellung von Basischemikalien im Vergleich zwischen Hauptszenario und Szenario „fossile Feedstock-Raffinerien“ (ohne CO<sub>2</sub>-Kosten)

<sup>53</sup> Prinzipiell sinkt damit die Senkenleistung, jedoch kann davon ausgegangen werden, dass die frei gewordene Biomasse entweder anders verwendet oder aber durch eine angepasste Kultur länger gebunden werden kann. Aufgrund der Komplexität der damit verbundenen Bilanzierungsfragen wurde kein negativer Netto-Effekt durch den Ersatz der Biomasse angenommen.



Während die wesentlichen Kostenblöcke im Hauptszenario in der Beschaffung des grünen Feedstocks bestehen, fallen im Szenario „fossile Feedstock-Raffinerien“ durch die heimische Raffinierung und die Elektrifizierung der Steamcracker demgegenüber erhöhte Strombeschaffungskosten an. Durch die enge Kohlenstoffführung und den damit verbundenen Wegfall der energetischen Nutzung von Cracker-Bei-Produkten entsteht gegenüber dem Hauptszenario ein weiterer zusätzlicher Strombedarf. Werden die hier insgesamt abgeleiteten Mehrkosten des Hauptszenarios in Höhe von jährlich 4,5 Mrd. Euro auf den Netto-THG-Unterschied im Jahr 2050 in Höhe von 36,7 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> (Abbildung 48) bezogen, so lassen sich mittlere CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von ca. 120 Euro/Tonne CO<sub>2</sub> errechnen. Angesichts von in der Szenarioliteratur dargestellten CO<sub>2</sub>-Preisen von 200 Euro /Tonne und mehr für das Jahr 2050 (IEA, 2022) erscheint die grüne Bereitstellung von Basischemikalien zumindest in diesem Kostensetting aus ökologischer sowie auch ökonomischer Sicht vorteilhaft.

In der folgenden Tabelle 14 sind die Szenarien bzw. Varianten noch einmal zusammenfassend bewertet. Obwohl die Eintrittswahrscheinlichkeit unterschiedlich hoch eingeschätzt werden kann, hat jeder der drei dargestellten Fälle eine eigene Plausibilität.

Tabelle 14: Zusammenfassende Bewertung der drei Raffinerie-Szenarien bzw. -Varianten

<b>Hauptszenario („Import grüner Kraftstoffe und Feedstocks“)</b>	<b>Variante „Fossile Feedstock- Raffinerie“</b>	<b>Variante „grüne NRW-Fischer- Tropsch-Raffinerie“</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Das Importszenario entspricht dem „Mainstream“ unter den Klimaschutzszenarien und ist im Hinblick auf Kosten als wahrscheinlich einzuschätzen.</li> <li>• Falls eine Diversifikation im Hinblick auf Lieferländer möglich ist, wäre das Szenario in punkto Versorgungssicherheit und Importabhängigkeit robust.</li> <li>• Falls die grünen Produkte über DAC/grünen Wasserstoff erzeugt werden, ergibt sich eine echte „Zusätzlichkeit“ von CO<sub>2</sub>-Senken und somit im Hinblick auf Feedstock negative Emissionen.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plausibles Übergangsszenario mit der Gefahr eines lock-in („Beharrungsszenario“).</li> <li>• Die vorgestellte Variante ist unter Klimaneutralitätsbedingungen darstellbar, erfordert gegenüber dem Hauptszenario aber deutliche Kompensationen, z. B. durch den Einsatz von Direct Air Capture in Verbindung mit CCS (DACCS).</li> <li>• Eine fossile Feedstock-Raffinerie stünde unter besonderer Beobachtung der Öffentlichkeit und müsste wahrscheinlich hohe Auflagen im Hinblick auf stoffliche Kohlenstoffbindung erfüllen, die einen wirtschaftlichen Betrieb gefährden.</li> <li>• Risiken bestehen in Bezug auf Importabhängigkeit, falls die Zahl der Rohölförderländer sinkt.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Die „Zusätzlichkeit“ als CO<sub>2</sub>-Senke ist mit der Verwendung von Biomasse als Rohstoff nicht gewährleistet.</li> <li>• Unter Kosten- und THG-Gesichtspunkten kaum zu bewerten, da eine sehr weite Systemperspektive erforderlich.</li> <li>• Die Variante hätte eine gewisse Plausibilität unter den Bedingungen einer EU-Selbstversorgung bzw. bei Fehlen eines Weltmarktes für grüne Kraftstoffe (aber langfristig Risiko zu hoher Betriebskosten).</li> <li>• Auch in diesem Fall wäre jedoch eine Ansiedlung in Rotterdam (oder Antwerpen) wahrscheinlicher.</li> <li>• Um einen höheren Autarkiegrad zu erreichen, sind Ansätze zur Einsparung von Grundstoffen und Kraftstoffen vielversprechender.</li> </ul>

## 4.2 Unsicherheit über die zukünftigen Grundstoff-Produktionsmengen in Deutschland

Der derzeitige und zukünftige Energiebedarf im Industriesektor wird wesentlich geprägt von der (energieintensiven) Produktion verschiedener Grundstoffe wie Rohstahl, Zement, High-Value Chemicals (HVCs), Ammoniak, Glas, Aluminium und Papier. Annahmen über die zukünftigen Produktionsmengen dieser Grundstoffe sind daher auch entscheidend für den abgeleiteten zukünftigen Bedarf im Industriesektor an klimaneutralen Energieträgern wie grünem Strom, grünem Wasserstoff oder Biomasse sowie für den industriellen Infrastrukturbedarf (z. B. Strom- und Wasserstoffnetzausbau, CO<sub>2</sub>-Pipelines). Eine Projektion der inländischen Produktionsmengen über zwei bis drei Jahrzehnte ist jedoch mit großen Unsicherheiten verbunden, da die zukünftige Nachfrageentwicklung sowie die zukünftigen Marktanteile unterschiedlicher Länder jeweils von vielen verschiedenen – und oftmals schwierig zu antizipierenden – Entwicklungen abhängen.

Im Szenario S4C-KN wird – abgeleitet aus eigenen Annahmen sowie Annahmen aus vorliegenden Literaturquellen – unterstellt, dass die Produktionsmengen der meisten energieintensiven Grundstoffe bis Mitte des Jahrhunderts in Deutschland ungefähr auf dem Niveau der vergangenen Jahre verbleiben (s. Abbildung 6 oben). So wird beispielsweise eine konstante Produktion in der Papier- und Primäraluminiumindustrie unterstellt. Die Produktionsmengen der Glasindustrie steigen gegenüber dem Basisjahr 2018 moderat an. In Bezug auf die Rohstahlerzeugung wird angenommen, dass sich die inländische Produktion nach den Krisenjahren 2019 und 2020 wieder erholen und sie langfristig nahezu das Niveau des Basisjahres 2018 erreichen wird.<sup>54</sup>

Ähnliche Annahmen relativ konstanter inländischer Produktionsniveaus wichtiger Grundstoffe werden auch in anderen aktuellen Klimaschutzszenarien für Deutschland getroffen (s. Kasten 3 in Abschnitt 3.1). Es zeigt sich, dass alle betrachteten Szenarien bei vielen wichtigen Grundstoffen wie Stahl und Aluminium bis 2045 entweder einen sehr begrenzten Produktionsrückgang oder aber – je nach Szenario und Grundstoff – sogar einen gewissen Anstieg der inländischen Produktion unterstellen.

Eine solche Entwicklung weitgehend konstanter Produktionsmengen energieintensiver und international gehandelter Grundstoffe unterstellt, dass deren wettbewerbsfähige Produktion auch in Zukunft in Deutschland wirtschaftlich möglich sein wird. Dies ist eine wichtige Grundannahme im Szenario S4C-KN sowie in anderen vorliegenden Szenarien, die allerdings mit Unsicherheiten verbunden ist. So sind hinsichtlich der Energie- und CO<sub>2</sub>-Kosten Entwicklungen denkbar bzw. absehbar, die die energieintensive Grundstoffindustrie in Deutschland in den kommenden Jahren und Jahrzehnten stark unter Druck setzen könnten:

---

<sup>54</sup> Lediglich hinsichtlich der Produktion von Zement wird zwischen 2018 und 2050 infolge verschiedener Einsparbemühungen (s. Abschnitt 3.1.3) ein deutlicher Rückgang von rund 25 % erwartet.

- **Anhaltende Verschlechterung der relativen Erdgas- und Stromkosten deutscher Unternehmen gegenüber der internationalen Konkurrenz infolge von ausbleibendem russischem Erdgas**

Die Erdgaspreise und nachgelagert auch die Strompreise sind auf den Großhandelsmärkten infolge des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine in Deutschland und Europa deutlich stärker angestiegen als in anderen Weltregionen. Zugleich ist durch den kurz- bis mittelfristig absehbar höheren Bedarf Deutschlands an Flüssigerdgas anzunehmen, dass eine relative Kostenbelastung der deutschen Industrie auch in den kommenden Jahren anhalten wird.

- **Ambitioniertere Klimapolitik in Deutschland und Europa als in anderen Teilen der Welt (Risiko von „Carbon Leakage“)**

Sofern, soweit und solange in Deutschland bzw. Europa die Produktionskosten aufgrund höherer CO<sub>2</sub>-Preise bzw. staatlicher Vorgaben zum Einsatz klimaneutraler Produktionsprozesse höher liegen werden als in anderen Ländern mit konkurrierenden Industriestandorten (und keine angemessene Kompensation dieser Mehrkosten gelingt), ergeben sich Risiken für die Wettbewerbsfähigkeit insbesondere der energieintensiven Unternehmen.

- **Zunehmender Einsatz erneuerbarer Energien in der industriellen Produktion (Potenzielle Relevanz von „Renewables Pull“)**

Insbesondere infolge einer zunehmend ambitionierten Klimapolitik in Deutschland, Europa und weiteren Teilen der Welt wird die Bedeutung von Energieträgern, die auf erneuerbaren Energien beruhen (z. B. grüner Strom und grüner Wasserstoff), in der industriellen Produktion zukünftig ansteigen. Da Deutschland im Vergleich zu einigen anderen Regionen der Welt über schlechtere Bedingungen für erneuerbare Energien verfügt, könnten Teile der hiesigen Grundstoffindustrie zukünftig insbesondere bei der Produktion „grüner“ Materialien unter Kostendruck geraten.

Im Szenario S4C-KN wird zum einen angenommen, dass das Erdgaspreisniveau in Europa bereits bis 2025 infolge von zusätzlichen Importkapazitäten für Flüssigerdgas und Einsparerefolgen (insbesondere im Gebäudesektor) ein Niveau erreicht haben wird, das nur noch moderat über dem Preisniveau der Vor-Krisen-Jahre liegen wird und es folglich durch die Energiepreiskrise – auch dank zwischenzeitlicher staatlicher Unterstützungsmaßnahmen – nicht zu größeren Verlusten der Produktionskapazitäten in Deutschland kommen wird. Zum anderen unterstellt die Storyline des Szenarios, dass neben Europa auch andere Teile der Welt (wenn auch vielfach mit etwas Verzögerung) ambitionierten Klimaschutz betreiben werden. Folglich wird die Herausforderung für „Carbon Leakage“ bezüglich seines Umfangs und seiner zeitlichen Dimension relativ begrenzt bleiben und zwischenzeitlich entstehende Ungleichgewichte bei der CO<sub>2</sub>-Bepreisung werden – so die hier getroffene Annahme – durch effektive politische Carbon-Leakage-Schutzmaßnahmen adressiert (s. Abschnitt 2.1).

Sollte es dagegen infolge unterschiedlich guter Bedingungen für die Nutzung erneuerbarer Energien zu relevanten Wettbewerbsnachteilen für die deutsche Industrie kommen, so ist es eher unwahrscheinlich, dass diese Nachteile mittels staatlicher Unterstützungsmaßnahmen ausgeglichen werden. Denn zum einen wären entsprechende Wettbewerbsnachteile von dauerhafter Natur; anders als bei der Carbon-Leakage-Gefahr, die zumindest in der Storyline des Szenarios S4C-KN nur

vorrübergehend auftritt, da ambitionierter Klimaschutz in diesem Szenario früher oder später in allen Regionen der Welt verfolgt wird. Zum anderen wäre eine Verlagerung industrieller Produktion infolge eines „Renewables-Pull“-Effekts aus Sicht des Klimaschutzes unproblematisch bzw. sogar erwünscht, um klimafreundliche industrielle Produktion kostengünstig ermöglichen zu können. Auch dies steht im Gegensatz zu Verlagerungen im Sinne von „Carbon Leakage“, bei denen sich industrielle Produktion einer Klimaschutzregulierung zu entziehen versucht. Eine dauerhafte industriepolitische Intervention des Staates wäre daher mit hohen gesellschaftlichen Kosten verbunden und vermutlich auch kaum mit internationalen handelsrechtlichen Regelungen vereinbar.

Renewables-Pull-Effekte werden seit einigen Jahren in der Literatur insbesondere hinsichtlich der zukünftigen Standorte der Stahlproduktion diskutiert (Gielen et al., 2020; Trollip et al., 2022). Entweder die komplette Rohstahlproduktion vom Erz bis zum Walzstahl oder aber nur der besonders energieintensive Prozessschritt der Eisenschwammerzeugung könnte demnach zukünftig verstärkt in Ländern wie Schweden, Südafrika oder Australien stattfinden, die dank sehr guter Erneuerbaren-Bedingungen günstigen grünen Wasserstoff für die Direktreduktion des Eisens erzeugen können und zudem auch über eigene Erzvorkommen verfügen. In diesen Ländern könnte zukünftig die klimaneutrale Rohstahl- bzw. Eisenschwammproduktion deutlich kostengünstiger möglich sein als in Deutschland.

Während bei einer reinen Fokussierung auf die Energiekosten eine zukünftige Verlagerung industrieller Produktion als Folge von Renewables Pull für Deutschland naheliegend erscheint, sollte bedacht werden, dass auch für die energieintensive Grundstoffindustrie eine Reihe von weiteren – also über die Energiekosten hinausgehenden – Standortfaktoren relevant sind. Bei diesen weiteren Standortfaktoren weisen jedoch gerade Länder mit günstigen Bedingungen für erneuerbare Energien häufig (wenn auch nicht immer) Nachteile auf. So fehlen dort beispielsweise oft ausgeprägte industrielle Strukturen (und somit Unternehmen, die in räumlicher Nähe Vorprodukte liefern und Endprodukte abnehmen könnten), verlässliche politische und rechtliche Rahmenbedingungen (was u. a. zu höheren Kapitalkosten und mangelnder Planungssicherheit führt), eine stabile Energieversorgung oder qualifizierte Arbeitskräfte. Verlagerungen industrieller Produktion infolge von „Renewables Pull“ (teilweise in der deutschsprachigen Diskussion auch als „Green Leakage“ bezeichnet) würde in diesen Fällen also so lange nicht wirksam werden, solange die Vorteile bezüglich Kosten und Verfügbarkeit grüner Energieträger die Nachteile nicht kompensieren können und es bei diesen Standortfaktoren nicht zu deutlichen Verbesserungen kommt.

Es bleibt insgesamt aber festzuhalten, dass das zukünftige inländische Produktionsniveau verschiedener Grundstoffe mit hohen Unsicherheiten verbunden ist. Eine weitgehend konstante Grundstoffproduktion, wie sie in S4C-KN sowie anderen vorliegenden Szenariostudien angenommen wurde, bedarf voraussichtlich kurzfristig unterstützender Maßnahmen seitens des Staates zur Begrenzung der zuletzt stark angestiegenen Energiepreise sowie eines effektiven politischen Schutzes vor Carbon Leakage. Gleichzeitig muss die Annahme getroffen werden, dass auch mittel- bis langfristig die in vielen Ländern der Welt besseren Bedingungen für erneuerbare Energien nicht zu weitreichenden Verlagerungen industrieller Grundstoffproduktion von Deutschland in andere Weltregionen führen werden.

Im Szenario S4C-KN werden in bestimmten Bereichen, d. h. vor allem im Bereich der chemischen Feedstocks sowie in begrenztem Maße bei der DRI-Produktion, Produktionsverlagerungen infolge des Renewables-Pull-Effekts angenommen, d. h. Teile des Feedstock- und des DRI-Bedarfs werden zur Mitte des Jahrhunderts aus Weltregionen importiert werden, die über hervorragende Bedingungen für erneuerbare Energien verfügen. Dennoch kann nicht ausgeschlossen werden, dass Renewables-Pull-Effekte zukünftig noch breiter auftreten werden als im Szenario S4C-KN unterstellt. So könnte beispielsweise ein – gegenüber den Annahmen im Szenario – wesentlich größerer Teil des DRI-Bedarfs importiert werden, die Ammoniak-Produktion zumindest in Teilen in Länder verlagert werden, in denen grüner Wasserstoff günstiger bezogen werden kann als in Deutschland oder auch die Primäraluminium-Nachfrage infolge relativ hoher inländischer Kosten für grünen Strom weitgehend aus dem Ausland bedient werden.

Weitere Forschung könnte u. a. auf ein besseres Verständnis der zukünftigen Relevanz von Renewables Pull in verschiedenen Industriebranchen abzielen und sowohl politische Handlungsoptionen zur Begrenzung der Auswirkungen des Effekts als auch potenzielle Implikationen für den zukünftigen Energie- und Infrastrukturbedarf in Deutschland untersuchen, sollte es tatsächlich zu stärkeren Verlagerungen industrieller Produktion kommen.

#### **4.3 Energetische und emissionsseitige Implikationen einer inländischen CO<sub>2</sub>-Nutzung für die Herstellung von Kraftstoffen und chemischen Grundstoffen**

Im klimaneutralen Zielsystem des Szenarios S4C-KN kann die Entstehung von CO<sub>2</sub> – u. a. in bestimmten Industrieprozessen – nicht vollständig vermieden werden (s. Abbildung 2). Zudem besteht auch zukünftig ein Bedarf an Kohlenwasserstoffen wie Kerosin und chemischen Grundstoffen, die heute aus fossilen Kohlenwasserstoffen (Erdöl, Erdgas) gewonnen werden und für die zukünftig alternative, CO<sub>2</sub>-neutrale und nachhaltige Herstellungsverfahren gefunden werden müssen. Die doppelte Herausforderung „wohin zukünftig mit dem noch entstehenden unvermeidbaren CO<sub>2</sub>“ und „woher kommt zukünftig der Kohlenstoff für Flugzeugtreibstoffe oder Kunststoffe“ legt eine inländische Nutzung des z. B. in Industrieprozessen noch entstehenden CO<sub>2</sub> für die Herstellung von Kohlenwasserstoffen und Methanol (CCU<sub>CH</sub>)<sup>55</sup> als potenzielle Lösung für beide Herausforderungen prinzipiell nahe.

---

<sup>55</sup> Es bestehen weitere Möglichkeiten der CO<sub>2</sub>-Nutzung. Diese wurden z. B. von (dena, 2021a; Hepburn et al., 2019; IEA, 2019; National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine, 2019) systematisch dargestellt. Einige dieser CO<sub>2</sub>-Nutzungsmöglichkeiten, wie die CO<sub>2</sub>-Bindung durch Mineralisierung und die CO<sub>2</sub>-Nutzung für die Herstellung von Polyolen werden im Szenario S4C-KN einbezogen. In diesem Abschnitt wird jedoch (nur) die Nutzung von CO<sub>2</sub> für die Herstellung von Kohlenwasserstoffen und Methanol thematisiert, die im S4C-KN nicht berücksichtigt wird. Um dies kenntlich zu machen wird die übliche Abkürzung CCU mit dem Subskript „CH“ versehen, wobei C und H für die chemischen Symbole für Kohlenstoff und Wasserstoff stehen.

In diesem Abschnitt wird  $CCU_{CH}$  daher dem im Szenario gewählten Ansatz – Import von synthetischen Kraftstoffen und chemischen Grundstoffen auf Basis von Kohlenstoff aus „Direct Air Capture“ (DAC) und CCS für „unvermeidbare“  $CO_2$ -Mengen<sup>56</sup> – gegenübergestellt. Hierfür werden zwei Zeithorizonte unterschieden: ein zukünftiges klimaneutrales Energiesystem sowie eine Übergangsphase (ca. 2030-2045). Abschließend wird die mögliche Rolle von  $CCU_{CH}$  noch gesondert für den Fall von Standorten betrachtet, an denen (voraussichtlich) auch langfristig kein CCS möglich ist.

#### 4.3.1 Klimaneutrales Energiesystem

Im Folgenden werden zunächst Bilanzgrenzen und Vergleichsgrößen der zuvor genannten Alternativen – Import nicht-fossiler Kohlenwasserstoffe oder inländische Erzeugung von Kohlenwasserstoffen und Methanol aus unvermeidbarem fossilen  $CO_2$  – abgeleitet und die beiden Alternativen anschließend systemanalytisch verglichen.

##### *Kompensation von fossilen $CO_2$ -Emissionen durch DACCS erforderlich*

In einem klimaneutralen Zielsystem müssen sämtliche verbleibenden fossilen<sup>57</sup>  $CO_2$ -Emissionen kompensiert werden. Dies gilt auch für  $CO_2$ , das nach einer erneuten Nutzung des fossilen Kohlenstoffs in mittels  $CCU_{CH}$  hergestellten Kraftstoffen oder Kunststoffen emittiert wird. Aus heutiger Sicht ist als großmaßstäbliche  $CO_2$ -Bindungstechnologie, die ausreichend hochskaliert werden kann, insbesondere die  $CO_2$ -Abscheidung aus der Luft mit anschließender geologischer Speicherung (DACCS) denkbar. Im Folgenden wird daher davon ausgegangen, dass die Emissionen von fossilem Kohlenstoff, die sich durch die Nutzung von mittels  $CCU_{CH}$  hergestellter Kraftstoffe und Kunststoffe ergeben, in einem klimaneutralen Zielsystem durch DAC in Verbindung mit CCS (DACCS) kompensiert werden müssen. Diese Kompensation ist bei der Betrachtung und Bewertung der Rolle von  $CCU_{CH}$ -Verfahren in einem klimaneutralen Energiesystem stets mit zu berücksichtigen.

Eine  $CO_2$ -Nutzung für die Herstellung von Kunststoffen steht nicht in jedem Fall in Verbindung mit einer  $CO_2$ -Emission in unmittelbarer zeitlicher Nähe, da das  $CO_2$  je nach produzierter Kunststoffsorte und Produkt unterschiedlich lange gebunden wird. Die Bindungsdauer kann dabei von weniger als einem Jahr (Verpackungen) bis zu mehreren Jahrzehnten (z. B. in Fensterrahmen) reichen. Aus Gesamtsystemsicht würde eine Netto-Kohlenstoffbindung in Kunststoffprodukten jedoch ein Anwachsen der sich im Umlauf befindlichen bzw. auf Mülldeponien gelagerten oder in der sonstigen Umwelt „entsorgten“ Kunststoffmengen bedeuten. Ein Aufbau immer größerer Kunststoffmengen wird hier nicht als langfristig nachhaltige „Strategie“ für eine  $CO_2$ -Bindung angesehen. Es wird

---

<sup>56</sup> Die folgenden Betrachtungen fokussieren auf die potenzielle Nutzung von  $CO_2$ -Mengen aus der Zement- und Kalkindustrie, die aus der Entsäuerung des Kalksteins entstehen.

<sup>57</sup> Auch wenn das  $CO_2$  aus der Entsäuerung von Kalkstein streng genommen kein „fossiles“  $CO_2$  darstellt, wird es im Folgenden unter dem Begriff „fossiles  $CO_2$ “ in dem Sinne subsummiert, dass der Begriff  $CO_2$  benennt, dessen Kohlenstoffanteil seit mehreren Jahrtausenden in fester Form gebunden war und erst im Zuge menschlichen Wirtschaftens oxidiert.

stattdessen vereinfachend für die hier gemachten Betrachtungen davon ausgegangen, dass sich das Plastiksystem im klimaneutralen Zielsystem in einem Fließgleichgewicht befindet und jeglichem Kohlenstoffzufluss (z. B. durch  $CCU_{CH}$ ) ein entsprechender Kohlenstoffabfluss in Form von  $CO_2$  (durch die thermische Nutzung von Abfällen oder aufgrund von Verwitterung) gegenübersteht.

Beim Einsatz von  $CO_2$  via  $CCU_{CH}$  zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe stehen die  $CO_2$ -Nutzung und die  $CO_2$ -Emission in die Atmosphäre in einem engen zeitlichen Zusammenhang, so dass auch in diesem Fall von einem Fließgleichgewicht des in Kraftstoffen gebundenen Kohlenstoffs ausgegangen wird. Die mittels DACCS zu kompensierende  $CO_2$ -Menge (s. o.) wird daher im Folgenden der für  $CCU_{CH}$  eingesetzten (fossilen)  $CO_2$ -Menge gleichgesetzt.<sup>58</sup>

#### *Die prinzipiell nutzbare $CO_2$ -Menge entspricht der abgeschiedenen $CO_2$ -Menge*

Die im Szenario S4C-KN importierten Kraftstoffe und chemischen Grundstoffe enthalten eine Kohlenstoffmenge (21,5 Mio. t. C), die größer ist als diejenige, die geologisch in Form von  $CO_2$  gespeichert wird (33 Mio. t  $CO_2$  bzw. 9 Mio. t C im Jahr 2045). D. h., prinzipiell könnte das gesamte im Szenario S4C-KN in Deutschland abgeschiedene  $CO_2$  dafür genutzt werden, um Kraftstoffe und chemischen Grundstoffe herzustellen, die in Deutschland benötigt werden. Es wird hier für die weiteren Abschätzungen daher davon ausgegangen, dass in einem alternativen Szenario das im Szenario S4C-KN abgeschiedene und anschließend geologisch gespeicherte  $CO_2$  stattdessen möglichst weitgehend genutzt würde, um die benötigten synthetischen Kraftstoffe und Grundstoffe anteilig inländisch mittels  $CCU_{CH}$  herzustellen.

#### *Für $CCU_{CH}$ ist ein zusätzlicher Wasserstoffimport erforderlich*

Für die Herstellung von Kohlenwasserstoffen und Methanol auf der Basis von  $CCU_{CH}$  wird neben  $CO_2$  auch Wasserstoff benötigt. Um die benötigten Wasserstoff-Mengen überschlägig abzuschätzen wird in Tabelle 15 die im Szenario geologisch gespeicherte  $CO_2$ -Menge zunächst auf ihren Masseanteil Kohlenstoff zurückgerechnet. Über die stöchiometrischen Kohlenstoff- und Wasserstoffanteile in Kraftstoffen wird dann die zur Herstellung dieser Kohlenwasserstoffe benötigte Menge Wasserstoff berechnet. Umgerechnet in Energieeinheiten (mittels unteren Heizwerts) sind dies ca. 48 TWh. Unter Berücksichtigung einer im Szenario S4C-KN angenommenen Umwandlungseffizienz der Wasserstoffelektrolyse von 69 % im Jahr 2045 beläuft sich der erforderliche Strombedarf für die Herstellung des für  $CCU_{CH}$  verwendeten Wasserstoffs auf 70 TWh.

---

<sup>58</sup> Im Falle auch langfristig wachsender Kunststoffmengen können prinzipiell zu den im weiteren Verlauf des Kapitels durchgeführten Überlegungen analoge Schlüsse gezogen werden. Dies lässt sich wie folgt begründen: Im Fall von  $CCU_{CH}$  wären die in einem wachsenden Kunststoffkreislauf „gespeicherten“ Kohlenstoffanteile nicht mit  $CO_2$ -Emissionen in die Atmosphäre verbunden und müssten entsprechend nicht kompensiert werden. Im alternativen Fall einer Bereitstellung von Kohlenstoff für die Kunststoffproduktion aus DAC würde ein wachsendes Plastiksystem als  $CO_2$ -Senke wirken und es könnten entsprechend negative Emissionen verbucht werden. Solche negativen Emissionen müssten im Fall von  $CCU_{CH}$  wiederum durch DACCS erbracht werden, so dass auch in diesem Fall für eine vergleichbare Klimabilanz der verschiedenen Ansätze  $CCU_{CH}$  in Kombination mit DACCS gedacht werden muss.

Tabelle 15: Abschätzung der für  $CCU_{CH}$  benötigten Wasserstoff- bzw. Strom- und Wassermenge.

Bezeichnung	Wert	Einheit
CO <sub>2</sub> -Speichermenge im Szenario S4C-KN	33	Mio. t / Jahr
Geologisch gespeicherte C-Menge (in S4C-KN)	9	Mio. t / Jahr
Masseanteil H in Kraftstoffen	14 %*	t / t
Stöchiometrischer H <sub>2</sub> -Bedarf	1,5	Mio. t / Jahr
In H <sub>2</sub> gespeicherte Energiemenge	48	TWh / Jahr
Strombedarf für H <sub>2</sub> -Erzeugung**	70	TWh / Jahr
Wasserbedarf für H <sub>2</sub> -Erzeugung**	15	Mio. m <sup>3</sup> / Jahr
Zus. Strombedarf für Meerwasserentsalzung**	ca. 50	GWh / Jahr

\*Kraftstoffe wie Diesel und Kerosin sind Kohlenwasserstoffe, die in etwa ein Verhältnis von H-Atomen zu C-Atomen von 2:1 haben. Unter Berücksichtigung der Molgewichte von H (1,00794 g/mol) und C (12,0107 g/mol) ergibt sich ein gewichtsmäßiger Wasserstoffanteil von ca. 14 % und ein Kohlenstoffanteil von ca. 86 %.

\*\*Bezogen auf die für  $CCU_{CH}$  genutzte H<sub>2</sub>-Menge. D.h. ohne Berücksichtigung von energetischen Verlusten beim Wasserstofftransport (s. u.).

Eine Bereitstellung der für die Wasserstoff-Erzeugung benötigten Strommengen aus ungenutzten „Überschussstrom“-Mengen in Deutschland wäre gemäß des Szenarios S4C-KN zwar theoretisch möglich, da im Jahr 2045 im gesamten Stromsystem 111 TWh Strom abgeregelt werden. Der Nutzung dieser „Überschussstrom“-Mengen entgegen steht jedoch die Wirtschaftlichkeit des Betriebs der für deren Nutzung einzusetzenden Elektrolyseure: Je nach Investitionskosten und Wasserstoff-Preis ist für einen wirtschaftlichen Betrieb eines Elektrolyseurs eine Auslastung von mehreren Tausend Volllaststunden erforderlich. Diese Anzahl an Volllaststunden sind bei einer reinen Nutzung von „Überschussstrom“ jedoch i. d. R. nicht zu erreichen, da eine Abregelung von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen im Szenarios S4C-KN im Mittel nur an 175 Stunden im Jahr erfolgt. Entsprechend niedrig wären die Volllaststunden für den Betrieb der Elektrolyseure. Eine Alternative für die Bereitstellung des für die Wasserstoff-Erzeugung benötigten Stroms könnte ein stärkerer inländischer Erneuerbaren-Ausbau sein. Ein Erneuerbaren-Ausbau, der über das im Szenario S4C-KN vorgesehene Maß hinausgeht, wird hier jedoch nicht weiter betrachtet, da der im Szenario unterstellte Ausbau bereits als sehr ambitioniert eingeschätzt wird. Es soll im Folgenden daher davon ausgegangen werden, dass der für  $CCU_{CH}$  benötigte Wasserstoff im klimaneutralen Energiesystem des Jahres 2045 importiert werden müsste.

#### *Vergleich zweier Konstellationen*

Basierend auf den zuvor geschilderten Vorüberlegungen und Bilanzgrenzen werden im Folgenden für den Vergleich von  $CCU_{CH}$  mit dem im Szenario S4C-KN gewählten Ansatz die in Abbildung 49 dargestellten Konstellationen betrachtet, die beide klimaneutral sind und beide auch den Kohlenstoffbedarf der chemischen Industrie und der Kraftstoffindustrie decken. Diese beiden Konstellationen werden in Tabelle 16 gegenübergestellt.



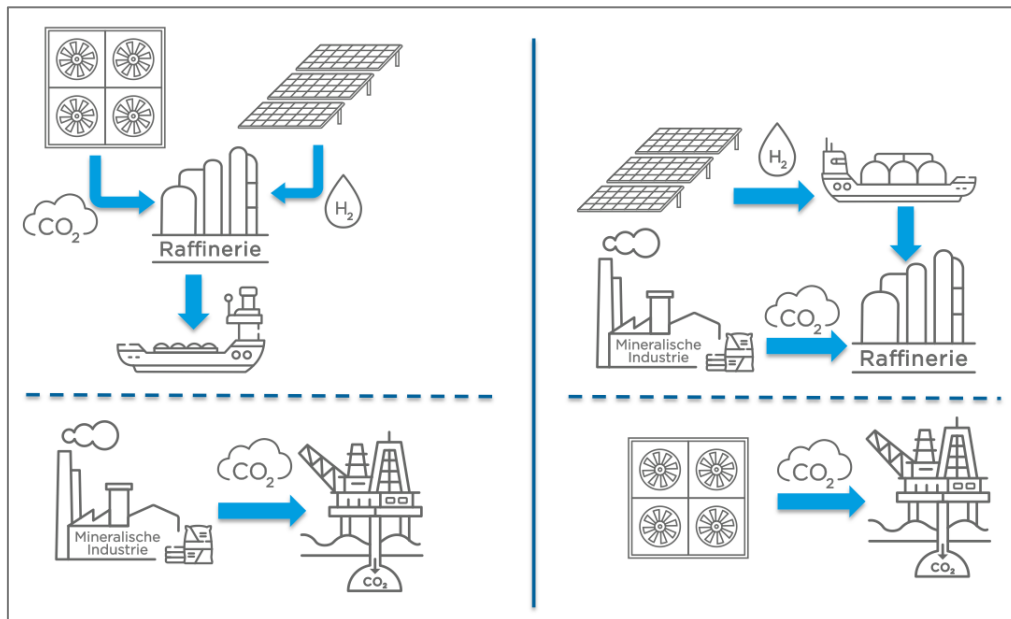


Abbildung 49: Vergleich: Import von Kraftstoffen und Grundstoffen in Kombination mit geologischer Speicherung industrieller CO<sub>2</sub>-Mengen („Import/CCS“, links) sowie inländisches CCU<sub>CH</sub> unter Verwendung von importiertem Wasserstoff in Kombination mit DACCS („CCU<sub>CH</sub>/DACCS“, rechts)

*Hinweis: Die Konstellation „Import/CCS“ entspricht der im Szenario S4C-KN angenommenen Variante.*

Abbildung 49 und Tabelle 16 zeigen, dass mehrere Aspekte in beiden Konstellationen identisch bzw. zumindest sehr ähnlich ausgeprägt sind: Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung an den Industrieanlagen ist in beiden Konstellationen prinzipiell identisch<sup>59</sup>, ebenso die CO<sub>2</sub>-Speichermenge. Die Wahl des CO<sub>2</sub>-Speichers kann jedoch unterschiedlich ausfallen, da im Falle von CCU<sub>CH</sub>/DACCS, um den CO<sub>2</sub>-Transport zu minimieren, eine räumliche Nähe zwischen DAC und CO<sub>2</sub>-Speicherung anzustreben ist, wohingegen im Szenario S4C-KN bzw. der Konstellation Import/CCS die räumlichen Beziehungen und möglichen Transportwege zwischen Industrieanlage und Speicherstätte ausschlaggebend sind. Die mittels DAC aus der Luft abzuscheidende CO<sub>2</sub>-Menge ist in beiden Konstellationen ebenfalls als prinzipiell identisch anzunehmen und entspricht dem Durchfluss von Kohlenstoff durch den Kunststoff- und Kraftstoffsektor: Im Fall CCU<sub>CH</sub>/DACCS leitet sich diese Menge aus dem Ausfluss, d. h. den CO<sub>2</sub>-Emissionen ab, die kompensiert werden müssen. Im Fall Import/CCS leitet sich dieselbe Menge über den Zufluss ab, d. h. über die verwendeten Kraftstoffe und chemischen Grundstoffe.<sup>60</sup> Die Standortwahl der DAC-Anlagen kann in beiden Konstellationen jedoch unterschiedlich erfolgen, da im Fall CCU<sub>CH</sub>/DACCS eine räumliche Nähe zur CO<sub>2</sub>-Speicherung vorteilhaft erscheint und im Fall Import/CCS die räumliche Nähe zu Produktionsstätten von synthetischen Stoffen.

<sup>59</sup> Möglicherweise bestehen bei einer Nutzung des CO<sub>2</sub> via CCU<sub>CH</sub> bzw. geologischer Speicherung etwas unterschiedliche Anforderungen an die Reinheit des CO<sub>2</sub>.

<sup>60</sup> Dies gilt unter der oben getroffenen Annahme, dass das Plastiksystem im Jahr 2045 im Fließgleichgewicht ist und unter der Vernachlässigung von Importen und Exporten sowie des geringen Zeitversatzes zwischen der Herstellung von Kraftstoffen und deren Nutzung.

Tabelle 16: Gegenüberstellung  $CCU_{CH}/DACCS$  und Import/CCS (Ansatz des Szenarios S4C-KN) in einem klimaneutralen Energiesystem

	Import/CCS	$CCU_{CH}/DACCS$
CO <sub>2</sub> -Abscheidung Industrieanlage	In beiden Fällen identisch	
CO <sub>2</sub> -Speicherbedarf	Prinzipiell in beiden Fällen identisch; ggf. unterschiedliche Speicherstätten	
DAC CO <sub>2</sub> -Menge	Prinzipiell in beiden Fällen identisch	
DAC räumliche Verortung	Idealerweise in räumlicher Nähe zur Herstellung synthetischer Stoffe (in einem Erneuerbaren-„Sweet-Spot“)	Idealerweise in räumlicher Nähe zu CO <sub>2</sub> -Speicherstätten
CO <sub>2</sub> -Transport industrielles CO <sub>2</sub>	Zu Seehäfen und von dort zu Offshore-Speicherstätten	Zu Standorten der CO <sub>2</sub> -Nutzung <sup>61</sup>
H <sub>2</sub> -Transport nach DE	Nicht erforderlich	Erforderlich; energetische Verluste sind zu veranschlagen (bis zu 30 %)
Transport flüssiger Kohlenwasserstoffe und Methanol	Aus globalen Erzeugungs-Sweet-Spots & inländisch; Transportinfrastrukturen prinzipiell vorhanden	Nur inländisch
Wasserbedarf	Entsteht an Sweet-Spots der Erneuerbaren-Energien-Erzeugung; ggf. Meerwasser-Entsalzung mit entsprechenden finanziellen und energetischen Kosten erforderlich	Entsteht an Sweet-Spots der Erneuerbaren-Erzeugung; ggf. Meerwasser-Entsalzung mit verbundenen finanziellen und energetischen Kosten erforderlich. Energetische Verluste beim H <sub>2</sub> -Transport erhöhen den Wasserbedarf ggü. „Import/CCS“ um bis zu 30 %.

Die Unterschiede zwischen beiden Konstellationen bestehen insbesondere in den Transporterfordernissen: Für  $CCU_{CH}/DACCS$  muss CO<sub>2</sub> vom Ort der Entstehung an den Standort der Nutzung transportiert werden und für Import/CCS zu einem Seehafen und von dort zu einer geologischen Speicherstätte.<sup>62</sup> Dies führt zu einer unterschiedlich ausgeprägten inländischen CO<sub>2</sub>-Pipelineinfrastruktur, die jedoch in beiden Fällen die i. d. R. abseits industrieller Zentren gelegenen Standorte der Zement- und Kalkindustrie erschließen müsste, und daher prinzipiell in einer ähnlichen Größenordnung liegen dürfte.<sup>63</sup> Der CO<sub>2</sub>-Transport ab Seehafen zur geologischen Speicherstätte ist in der Konstellation Import/CCS ein weiterer Transportaufwand. Ob in der Konstellation  $CCU_{CH}/DACCS$  ein ähnlicher, weiterer Aufwand entsteht, ist abhängig von den räumlichen Bezügen zwischen DAC-Anlagen und geologischen Speicherstätten.

<sup>61</sup> Heutige Chemie- bzw. Raffineriestandorte sowie ggf. zukünftig neu errichtete Anlagen an anderen Standorten.

<sup>62</sup> Es wird hier sowie im Szenario S4C-KN davon ausgegangen, dass eine geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> aus deutschen Industriewerken in Speicherstätten unter der Nordsee erfolgt.

<sup>63</sup> Eine detaillierte Analyse der für beide Konstellationen erforderlichen Infrastruktursysteme wurde im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht durchgeführt.

Ein zusätzlicher Wasserstoff-Import nach Deutschland wird jedenfalls in der Konstellation CCU<sub>CH</sub>/DACCS erforderlich (s. o.). Es soll hier davon ausgegangen werden, dass die erforderlichen Infrastrukturen aufgrund der im Szenario (für andere Zwecke als CCU) vorgesehenen Wasserstoff-Importe auch ohne CCU<sub>CH</sub> aufgebaut werden, und somit der Aufbau dieser Infrastrukturen prinzipiell kein spezifisches Erfordernis der Konstellation CCU<sub>CH</sub>/DACCS darstellt. Die Infrastruktur müsste jedoch ggf. größer dimensioniert werden, um den im Verhältnis zum Szenario S4C-KN deutlich erhöhten Wasserstoffbedarf bewältigen zu können.<sup>64</sup> Es sind beim Wasserstoff-Transport zudem energetische Verluste in Höhe von 0,8 % / 100 km (Pipelinetransport) bzw. von ca. 30 % für Verflüssigung (Schiff) zu veranschlagen (Merten et al., 2020). Bei einem beispielhaft angenommenen Import via Pipeline aus Südspanien (Transportdistanz 2000 km) beliefen sich die energetischen Verluste auf ca. 17 % der erzeugten Energiemenge. D. h. um einen Wasserstoff-Bedarf durch CCU<sub>CH</sub> in Deutschland in Höhe von 48 TWh zu decken müssten ca. 57 TWh Wasserstoff produziert werden, wovon ca. 8 TWh als energetische Verluste zu verbuchen wären. Im Fall Import/CCS hingegen ist der Transport von flüssigen Kohlenwasserstoffen und Methanol vorgesehen. Die dafür erforderlichen Infrastrukturen bestehen prinzipiell bereits, und die energetischen Verluste durch den Transport sind vergleichsweise gering und werden hier vernachlässigt.

Der Wasserbedarf für die Wasserstoffherstellung ist in beiden Konstellationen von signifikantem Umfang: mit 15 Mio. m<sup>3</sup> Wasser / Jahr für die Herstellung von 48 TWh H<sub>2</sub> / Jahr entspricht er der direkten Wassernutzung von ca. 320.000 Personen in Deutschland.<sup>65</sup> In beiden Fällen entstünde der Wasserbedarf in Regionen mit hohem Potenzial für erneuerbare Energien. In sonnenreichen aber wasserarmen Weltregionen wie der MENA-Region oder der Arabischen Halbinsel müssten die benötigten Wassermengen (15 Mio. m<sup>3</sup>) wohl zumindest größtenteils durch Meerwasserentsalzung gewonnen werden, wofür eine Strommenge in Höhe von bis zu ca. 50 GWh<sup>66</sup> erforderlich wäre, die jedoch im Vergleich zum Strombedarf für die Wasserstoffherstellung als gering einzustufen ist (Tabelle 15). Im Fall CCU<sub>CH</sub>/DACCS wäre der Wasserbedarf aufgrund der energetischen Verluste beim Wasserstofftransport und des damit einhergehenden erhöhten Wasserstoffbedarfs je nach Transportdistanz und Transportmittel noch um bis zu 30 % erhöht.

In der Summe ergeben sich zwischen beiden Konstellationen also Unterschiede bzgl. der räumlichen Verteilung von Anlagen und Infrastrukturen und der damit verbundenen Transportaufwände, die hier nicht vertieft analysiert werden konnten. Einen potenziellen<sup>67</sup> Mehrbedarf für CO<sub>2</sub>-Transport in der

---

<sup>64</sup> Im Szenario S4C-KN werden im Jahr 2045 184 TWh H<sub>2</sub> genutzt, wovon 79 TWh importiert werden. Gemäß Tabelle 15 würde durch CCU<sub>CH</sub> im hier unterstellten Umfang ein Zusatzbedarf an H<sub>2</sub>-Import in Höhe von 48 TWh entstehen.

<sup>65</sup> Im Jahr 2016 betrug in Deutschland die durchschnittliche direkte Wassernutzung (d. h. die Wassernutzung in privaten Haushalten) pro Person 123 Liter pro Tag (Umweltbundesamt, 2022).

<sup>66</sup> Für die Berechnung wurde ein (konservativer) spezifischer Energiebedarf von 3,1 kWh / m<sup>3</sup> angenommen, der nach (Voutchkov, 2018) dem Durchschnitt von 20 im Zeitraum 2005 bis 2010 gebauten Meerwasserentsalzungsanlagen entspricht.

<sup>67</sup> Die räumlichen Bezüge zwischen DAC-Anlage und geologischer Speicherung in der Konstellation CCU<sub>CH</sub>/DACCS sowie diejenigen zwischen DAC-Anlage und Raffinerie in der Konstellation Import/CCS bleiben offen, daher kann bzgl. der jeweiligen CO<sub>2</sub>-Transportaufwände kein abschließender Vergleich erfolgen.

Konstellation Import/CCS stellt der Transport industrieller CO<sub>2</sub>-Mengen ab Seehafen bis zur Speicherstätte dar. Bzgl. der Energiebedarfe der beiden Konstellationen ergibt sich aus den überschlägigen Betrachtungen in der Konstellation CCU<sub>CH</sub>/DACCS ein signifikanter zusätzlicher Energiebedarf durch Effizienzverluste beim Wasserstofftransport. Die Wasserstofftransportverluste, sowie die beim Transport von Kohlenwasserstoffen vergleichsweise größeren Möglichkeiten bereits bestehende Transportinfrastrukturen zu nutzen, legen eine höhere Wirtschaftlichkeit des Imports von Kohlenwasserstoffen und Methanol gegenüber inländischem CCU<sub>CH</sub> nahe. Es wird daher im Szenario S4C-KN unterstellt, dass Wirtschaftlichkeitserwägungen der Akteure dazu führen, dass ein Import synthetischer Kraftstoffe und Grundstoffe und keine inländische Produktion via CCU<sub>CH</sub> erfolgt. Die Wirtschaftlichkeit der Alternativen kann sich jedoch durch staatliche Eingriffe ändern, die z. B. durch einen Erhalt inländischer Wertschöpfung sowie das Ziel möglichst geringer Importabhängigkeiten motiviert sein können. Weitere Einflussfaktoren, wie z. B. Energiepartnerschaften mit Exportländern können ebenfalls eine Rolle spielen.

#### 4.3.2 Übergangsphase

In einer Übergangsphase, in der im Gesamtsystem bereits signifikante THG-Minderungen erzielt werden sollen, aber noch keine Klimaneutralität erreicht wird, kann CCU<sub>CH</sub> ggf. einen Beitrag zur Emissionsminderung leisten, indem Kohlenstoff „doppelt genutzt“, dabei aber nur einmal in Form von CO<sub>2</sub> emittiert wird. Die dem CCU<sub>CH</sub> anzurechnende Emissionsminderung entspricht dabei den vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen, die ohne CCU<sub>CH</sub> aus der Nutzung fossiler Kraftstoffe und Grundstoffe entstehen würden. Die so erreichte Emissionsminderung könnte gesamtsystemisch vorteilhaft sein, so lange entweder ein Import synthetischer Kohlenwasserstoffe bzw. von Methanol nicht (im erforderlichen Umfang) möglich ist<sup>68</sup>, oder CO<sub>2</sub> nicht (in ausreichender Menge) geologisch gespeichert werden kann und somit die Voraussetzungen, die in der obigen Analyse zum klimaneutralen Zielsystem unterstellt wurden, (noch) nicht erfüllt sind. Eine Kompensation der CO<sub>2</sub>-Emissionen, die durch die Nutzung von mittels CCU<sub>CH</sub> hergestellten Produkten erfolgt, ist in dieser Übergangsphase noch nicht (unbedingt) erforderlich.

Dem potenziellen Nutzen von CCU<sub>CH</sub> durch die Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen steht ein Energiebedarf (Wasserstoff bzw. Strom) gegenüber. Es sind daher die Fragen zu beantworten, ob die (zusätzliche) Bereitstellung von Strom bzw. von Wasserstoff für CCU<sub>CH</sub> aus Sicht des Gesamtenergiesystems möglich und vorteilhaft in Bezug auf die THG-Minderung ist, und ob CCU<sub>CH</sub> gegenüber anderen Nutzungen von Wasserstoff bzw. Strom aus erneuerbaren Energiequellen (EE-Strom) ggf. zu priorisieren wäre.

---

<sup>68</sup> Insbesondere die Weiterentwicklung und der großskalige Markthochlauf von Direct Air Capture erfolgt erwartungsgemäß erst langfristig.

### *Bereitstellung zusätzlicher Energiemengen*

Insofern der für  $CCU_{CH}$  benötigte Wasserstoff inländisch über Elektrolyse bereitgestellt werden soll, erscheint zunächst eine Nutzung von EE-Strom, der ohne  $CCU_{CH}$  abgeregelt würde („Überschussstrom“), prinzipiell sinnvoll. Allerdings wird im Szenario S4C-KN in der Übergangsphase bereits eine erhebliche Menge an grünem Wasserstoff inländisch erzeugt und hierbei die Wasserstoffelektrolyse als Flexibilitätsoption für das Stromsystem berücksichtigt. Nach 2030 wird Wasserstoff in Ergänzung zur heimischen Erzeugung importiert, d. h. die (wirtschaftlichen) Potenziale für eine inländische Wasserstoff-Elektrolyse werden im Szenario auch ohne  $CCU_{CH}$  bereits ausgeschöpft.<sup>69</sup> Eine Beschleunigung des Erneuerbaren-Energien-Ausbaus über das im Szenario S4C-KN angenommene Maß hinaus, um den durch  $CCU_{CH}$  entstehenden zusätzlichen Strombedarf über erneuerbare Energien zu decken, wird hier nicht betrachtet, da der Erneuerbare-Energien-Ausbaupfad im Szenario schon als sehr ambitioniert eingeschätzt wird.

Insofern für  $CCU_{CH}$  zusätzlich inländisch Strom bereitgestellt werden soll, müsste dieser daher mindestens zu signifikanten Anteilen durch konventionell befeuerte Kraftwerke erzeugt werden. Eine vorteilhafte Klimabilanz für  $CCU_{CH}$  kann hingegen (nur) erreicht werden, falls ein großer Teil des für die Erzeugung der Kohlenwasserstoffe benötigten Stroms aus zusätzlicher erneuerbarer Energie bereitgestellt werden kann. Dies wird im Folgenden am Beispiel Kerosin illustriert: Unter Annahme einer Umwandlungseffizienz der Power-to-Fuels-Kette von Strom zu Kerosin von 47 % (Prognos, 2020) und dem anteiligen Einsatz eines Erdgas-befeuerten Kraftwerks mit einer Effizienz von 60 % für die Erzeugung des Stroms müsste die Strombereitstellung für  $CCU_{CH}$  zu über 62 % aus Strom aus erneuerbaren Energiequellen erfolgen, damit eine vorteilhafte Klimabilanz erreicht werden kann.<sup>70</sup> Da die Erneuerbarer-Energien-Strommengen im Szenario S4C-KN (trotz sehr ambitioniertem Ausbau) in der Übergangsphase vollständig ausgeschöpft werden und die Wasserstoffelektrolyse als Flexibilitätsoption bereits berücksichtigt wurde, erscheint die Nutzbarmachung *zusätzlicher* Erneuerbarer-Energien-Strommengen durch  $CCU_{CH}$  höchstens im Einzelfall möglich.

Als Schlussfolgerung aus den vorherigen Betrachtungen müssten zusätzliche (über die im Szenario S4C-KN bereits enthaltenen Bedarfen hinausgehende) Mengen (nahezu) klimaneutralen Wasserstoffs auch in der Übergangsphase importiert werden, um eine  $CO_2$ -Mehremission im Gesamtsystem zu vermeiden. Wann klimaneutraler Wasserstoff in welchen Mengen nach Deutschland importiert werden kann, ist aus heutiger Sicht jedoch sehr unsicher (vgl. z. B. Merten et al., 2020).

### *Priorisierung von $CCU_{CH}$ gegenüber anderen Strom- bzw. Wasserstoffnutzungen*

Eine weitere Möglichkeit um den für  $CCU_{CH}$  benötigten Wasserstoff bereitzustellen, wäre eine Priorisierung gegenüber anderen Wasserstoff- bzw. Strombedarfen. Eine Priorisierung von  $CCU_{CH}$  gegenüber Möglichkeiten der direkten Nutzungen von erneuerbarem Strom erscheint mit Blick auf die

---

<sup>69</sup> Vgl. die Diskussion zu Volllaststunden der Elektrolyseure und Jahresstunden, in denen Erneuerbare-Energien-Anlagen abgeregelt werden, im obigen Abschnitt zum klimaneutralen Zielsystem.

<sup>70</sup> Für die Berechnung wurden die folgenden Emissionsfaktoren angenommen: Kerosin: 74 t  $CO_2$  / TJ; Erdgas: 56 t  $CO_2$  / TJ.

jeweiligen Nutzungseffizienzen i. d. R. nicht vorteilhaft, wie Tabelle 17 beispielhaft veranschaulicht. Die Möglichkeit CCU<sub>CH</sub> gegenüber einer direkten Nutzung von erneuerbarem Strom zu priorisieren wird hier daher nicht weiter vertieft.<sup>71</sup>

Tabelle 17: Vergleich der Wirkungsgrade von CCU<sub>CH</sub> mit Direktelektrifizierung

	Wirkungsgrad direkte Nutzung EE-Strom	Wirkungsgrad CCU <sub>CH</sub> -Anwendung
PKW	69 %	13 %
Wärmepumpe	285 %*	50 %
Prozessdampf-bereitstellung (Boiler)	> 95 %	Ca. 50 %
Industrieofen	> 95 %	Ca. 50 %

Wirkungsgrad jeweils bezogen auf die eingesetzte Menge EE-Strom.

\*Annahme: Jahresarbeitszahl ist drei.

Quelle: (Agora Verkehrswende et al., 2018). Eigener Analogieschluss für Wirkungsgrade CCU<sub>CH</sub>-Anwendungen in der Industrie.

Ebenso möglich wäre, schlussendlich, eine Priorisierung des Einsatzes der gemäß Szenario S4C-KN verfügbaren Wasserstoff-Mengen zugunsten von CCU<sub>CH</sub>. Tabelle 18 stellt die CO<sub>2</sub>-Minderung für das Beispiel synthetischen Kerosins alternativen Wasserstoff-Anwendungen gegenüber. Es wird ersichtlich, dass CCU<sub>CH</sub> im Vergleich zur Nutzung von Wasserstoff als Ersatz von Erdgas aus Emissionsvermeidungssicht vorteilhaft ist.

Tabelle 18: Vergleich der CO<sub>2</sub>-Minderung durch H<sub>2</sub>-Einsatz zwischen CCU<sub>CH</sub> (synthetisches Kerosin) und anderen Anwendungen

	CO <sub>2</sub> -Vermeidung durch Nutzung von 1 TJ H <sub>2</sub> (direkte Emissionen)
Synthetisches Kerosin	162 t CO <sub>2</sub>
DRI-Stahl (H <sub>2</sub> -basiert) als Ersatz für Hochofen-/Konverter-Stahl	246 t CO <sub>2</sub>
DRI-Stahl (H <sub>2</sub> -basiert) als Ersatz für DRI-Stahl (Erdgas-basiert)	72 t CO <sub>2</sub>
H <sub>2</sub> als Ersatz für Erdgas (thermische Nutzung)	56 t CO <sub>2</sub>

Quelle: Eigene Berechnung.

Im Szenario S4C-KN wird eine steigende industrielle Wasserstoff-Nachfrage und Wasserstoff-Bereitstellung ab ca. 2030 angenommen. Ebenso erfolgt die CO<sub>2</sub>-Abscheidung im industriellen Maßstab im Szenario ab ca. 2030. Sofern eine infrastrukturelle Anbindung eines geeigneten Standorts sowohl an eine CO<sub>2</sub>-Infrastruktur als auch eine Wasserstoff-Infrastruktur (bzw. Strominfrastruktur zur lokalen Erzeugung von Wasserstoff) gegeben ist, wäre eine Skalierung von CCU<sub>CH</sub> also prinzipiell ab ca.

<sup>71</sup> (Kätelhön et al., 2019) kommen (ebenfalls) zu dem Schluss, dass Strom aus erneuerbaren Energien zunächst prioritär in direktelektrischen Anwendungen eingesetzt werden sollte.

2030 denkbar und aus CO<sub>2</sub>-Vermeidungssicht für die Übergangsphase gegenüber einigen anderen Wasserstoffnutzungen vorteilhaft (vgl. Tabelle 18). Für CCU<sub>CH</sub> müssten jedoch Anlagen und Strukturen errichtet werden, deren Wirtschaftlichkeit im klimaneutralen Zielsystem fraglich ist, da die Kosten einer Kompensation der entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen letztlich (unter Anwendung des Verursacherprinzips) in die Kosten der mittels CCU<sub>CH</sub> hergestellten Kraftstoffe und Kunststoffe eingepreist bzw. von den Verursachern des CO<sub>2</sub> getragen werden müssten (s. o.). Der verbleibende Amortisationszeitraum von maximal<sup>72</sup> 15 Jahren (2030-2045) für entsprechende Investitionen ist daher ggf. kürzer als die typischen Refinanzierungszeiträume industrieller Anlagen, so dass „stranded assets“ zu befürchten und Investitionen entsprechend riskant wären.

### 4.3.3 Standorte ohne Möglichkeit für CCS

Eine gesonderte Betrachtung erfordern Standorte bzw. Inselnetze, die auch *langfristig* keine Möglichkeit zur permanenten (geologischen) Speicherung von CO<sub>2</sub> haben. Um Klimaneutralität zu erreichen, müssten die CO<sub>2</sub>-Emissionen dieser Standorte in beiden oben analysierten Konstellationen (Import bzw. inländisches CCU<sub>CH</sub>) an anderer Stelle kompensiert werden – qua Annahme würde dies per DACCS erfolgen. Im Fall „Import“ müsste jedoch weiterhin auch der Kohlenstoff für die Herstellung synthetischer Kohlenwasserstoffe bzw. synthetisches Methanol mittels DAC gewonnen werden, wohingegen der Kohlenstoff im Fall CCU<sub>CH</sub> deutlich energieeffizienter mittels CO<sub>2</sub>-Abscheidung an industriellen Anlagen bereitgestellt werden könnte. Demgegenüber stehen wie oben diskutiert die energetischen Verluste beim Wasserstofftransport für inländisches CCU<sub>CH</sub>. Tabelle 19 vergleicht die wesentlichen Energiebedarfe am Beispiel eines (hypothetischen) Werks, in dem 1 Mio. t CO<sub>2</sub> (ca. 270 kt C) jährlich abgeschieden werden könnten, woraus unter Aufwendung von 1,5 TWh Wasserstoff z. B. ca. 320 kt Kerosin hergestellt werden könnten.

Aus Tabelle 19 wird ersichtlich, dass auch bei Annahme sehr hoher Verluste beim Wasserstofftransport sowie unter optimistischen Annahmen bzgl. der Energiebedarfe von DAC-Anlagen die Konstellation CCU<sub>CH</sub>/DACCS im Fall eines Standorts ohne Möglichkeit für CCS energetisch günstiger erscheint.

---

<sup>72</sup> Sowohl die abgeschiedenen CO<sub>2</sub>-Mengen als auch die verfügbaren Wasserstoff-Mengen steigen im Szenario nach 2030 kontinuierlich an. Im Jahr 2030 könnte demnach zunächst nur mit einer begrenzten CCU<sub>CH</sub>-Kapazität begonnen werden.

Tabelle 19: Vergleich von Energiebedarfen je Konstellation an Standorten ohne CCS-Möglichkeit

Energiebedarf für...	Import/DACCS	CCU <sub>CH</sub> /DACCS
Kompensation CO <sub>2</sub> -Emission mittels DACCS	In beiden Fällen identisch	
Strombedarf DAC zur Bereitstellung von Kohlenstoff für Kohlenwasserstoffe / Methanol	Ca. 1000 GWh	-
Strombedarf für industrielle CO <sub>2</sub> -Abscheidung (Oxyfuel-CC an Zementwerk für 1 Mio. t CO <sub>2</sub> abgeschieden)	-	310 GWh
Energetische Verluste beim Wasserstofftransport	-	Bis zu 440 GWh

Quelle: Eigene Berechnung. Für die Berechnung des Energiebedarfs von DAC wurde auf (Block & Viebahn, 2022) zurückgegriffen und eine Niedertemperatur-DAC-Anlage sowie für die Bereitstellung der Wärme eine Wärmepumpe mit COP = 3 angenommen.

CCU<sub>CH</sub> erscheint (aus energetischer Sicht) demnach an solchen Standorten sinnvoll, an denen CO<sub>2</sub> auch langfristig unvermeidbar entsteht und wo dieses CO<sub>2</sub> auch langfristig nicht einer permanenten (geologischen) Speicherung zugeführt werden kann.<sup>73</sup> Allerdings müssten diese Standorte über eine leistungsfähige Wasserstoff- oder Strominfrastruktur verfügen. Die Analysen zur Übergangsphase (s. o.) zeigen zudem, dass ein frühzeitiger Aufbau von CCU<sub>CH</sub> an diesen Standorten und eine Priorisierung der Nutzung knapper Wasserstoffmengen gegenüber einigen anderen Wasserstoffnutzungsformen aus Klimaschutzsicht vorteilhaft erscheint.

#### 4.3.4 Fazit zur inländischen Nutzung von CO<sub>2</sub>

Bei der Betrachtung der Vor- und Nachteile von inländischem CCU<sub>CH</sub> gegenüber einem Import von grünen Kohlenwasserstoffen und grünem Methanol muss die – für Klimaneutralität erforderliche – Kompensation der mittels CCU<sub>CH</sub> nur zeitlich bzw. bilanziell verschobenen CO<sub>2</sub>-Emissionen mitgedacht werden. Die Betrachtungsgrenzen einer vergleichenden Analyse klimaneutraler Zielsysteme sollten daher stets so gewählt werden, dass die betrachteten Systemausschnitte sowohl klimaneutral sind als auch die Bereitstellung von Kohlenstoff für die chemische Industrie bzw. für Kraftstoffe sicherstellen. Beim Vergleich zweier solcher Konstellationen – „Import / CCS“ vs. „CCU<sub>CH</sub> / DACCS“ – erscheint die Konstellation Import / CCS aus energetischer Sicht günstiger.

In einer Übergangsphase hin zur Klimaneutralität wäre CCU<sub>CH</sub> und die damit verbundene „doppelte Nutzung“ von Kohlenstoff aus Klimaschutzsicht prinzipiell sinnvoll, insofern die Möglichkeit für „Import / CCS“ noch nicht besteht. Es stellen sich in der Übergangsphase jedoch insbesondere Fragen bzgl. der Verfügbarkeit von Wasserstoff für CCU<sub>CH</sub> und bzgl. der systemischen Auswirkungen einer entsprechenden Allokation knapper Wasserstoff- bzw. erneuerbarer Strommengen. Eine Priorisierung des Einsatzes von Wasserstoff für CCU<sub>CH</sub> gegenüber einigen anderen Nutzungsformen von Wasserstoff

<sup>73</sup> Welche Standorte auch langfristig keine Möglichkeit zur geologischen Speicherung von CO<sub>2</sub> haben werden ist auch heutiger Sicht unsicher. Diese Unsicherheit könnte z. B. durch eine (nationale) CO<sub>2</sub>-Infrastrukturplanung reduziert werden.



(z. B. thermische Nutzung als Ersatz von Erdgas) erscheint aus Sicht der CO<sub>2</sub>-Vermeidung pro Energieeinheit Wasserstoff vorteilhaft. Einem Einsatz von CCU<sub>CH</sub> steht in der Übergangsphase jedoch vor allem ein potenziell sehr kurzer Zeitraum zur Amortisation der dafür errichteten Anlagen entgegen. An Standorten, an denen auch langfristig unvermeidbar CO<sub>2</sub> entsteht und auch langfristig keine Möglichkeit zur permanenten geologischen Speicherung von CO<sub>2</sub> besteht, erscheint allerdings der kurzfristige Aufbau und der langfristige Einsatz von CCU<sub>CH</sub>-Anlagen aus energetischer und aus CO<sub>2</sub>-Vermeidungssicht vorteilhaft, sofern eine ausreichend leistungsfähige Wasserstoff- oder Strominfrastruktur vorhanden ist bzw. einfacher als eine CO<sub>2</sub>-Infrastruktur errichtet werden kann.

Neben den hier betrachteten Aspekten Energiebedarf und CO<sub>2</sub>-Emissionen können eine Reihe weiterer Faktoren wesentlich für eine Entscheidung für oder gegen inländisches CCU<sub>CH</sub> sein (vgl. z. B. MWIDE NRW, 2021) – z. B. Überlegungen zur Versorgungssicherheit und zur inländischen industriellen Wertschöpfung – die im Rahmen dieses Abschnitts nicht betrachtet werden konnten.

#### **4.4 Voraussetzungen für eine deutliche Erhöhung des Sekundärstahl-Anteils**

##### **4.4.1 Schrott als zentraler Rohstoff der zukünftigen Stahlproduktion**

Stahlrecycling ist eine energie- und ressourcenschonende Art Stahl zu produzieren. Die Technologie ist bereits vorhanden und weit verbreitet und stellt keine großen (technischen) Hürden für eine klimaneutrale Produktion dar. Denn die Sekundärstahlerzeugung findet im Elektrolichtbogenofen statt und ist somit bereits strombasiert, sodass ihre CO<sub>2</sub>-Intensivität hauptsächlich von der Erzeugung des verwendeten Stroms abhängt. Hier geht es also vor allem darum, ausreichende Mengen erneuerbaren Stroms zur Verfügung zu stellen.

Stahl zählt bereits zu den weltweit meistrecycelten Materialien. In Europa werden etwa 85 % der *End-of-Life*-Schrotte gesammelt und dem Recycling zugeführt (Material Economics, 2019). Die Recyclingquoten der meisten anderen Materialien liegen deutlich darunter. Dennoch lohnt es sich durchaus, die Stahlrecyclingquote noch weiter zu erhöhen. Denn Stahl ist ein Massenmetall, das in sehr großen Mengen im anthropogenen Stofflager, d. h. vor allem in Hoch- und Tiefbauten, Fahrzeugen, Maschinen und Geräten vorhanden ist. Selbst eine Erhöhung der Recyclingquote um nur wenige Prozentpunkte kann somit einen erheblichen Beitrag zum Ressourcen- und Klimaschutz leisten (Schäfer, 2021).

Die Sekundärstahlherstellung wird zukünftig eine immer größer werdende Rolle einnehmen. In einer Studie von Material Economics aus dem Jahr 2019 wird aufgezeigt, dass in der EU bis zum Jahr 2050 die jährlich verfügbare Schrottmenge in etwa der jährlichen Stahlproduktionsmenge entsprechen könnte. Denn je weniger stark die Stahlnachfrage wächst, je mehr Strukturen und Produkte aus Stahl sich bereits in Gebrauch befinden und je älter diese sind, desto größer ist auch der potenzielle Recyclinganteil. Wo es viele alte Gebäude und Brücken gibt, werden auch viele wieder abgerissen (werden müssen). Wo viele Autos, Waschmaschinen und Kühlschränke in Gebrauch sind, werden auch viele regelmäßig ausrangiert. Dieser Schrott ist ein wertvoller Rohstoff für die Stahlproduktion. In Regionen mit gut entwickelten Infrastrukturen, hohem materiellen Wohlstand und geringem

Bevölkerungswachstum flacht außerdem die Nachfrage nach Stahl ab. Denn während sich in weniger entwickelten Regionen wichtige Infrastrukturen und die Versorgung der breiten Bevölkerung mit Mobilität, Haushaltsgeräten und anderen Stahl-enthaltenden Produkten des täglichen Bedarfs noch im Aufbau befinden, wird Stahl in stärker entwickelten Regionen weitestgehend benötigt, um veraltete Produkte und Strukturen zu ersetzen. Auch ressourcenschonende Entwicklungen wie beispielsweise Maßnahmen zur Erhöhung der Materialeffizienz oder der Lebensdauer von Produkten können zukünftig zu einer Senkung der Stahlnachfrage beitragen. Die Folge dieser Entwicklungen ist ein höheres Schrottaufkommen, das zur Deckung einer geringeren Stahlnachfrage zur Verfügung steht (Pauliuk et al., 2013; Material Economics, 2019). Diese Argumentationsstruktur lässt zwar zunächst den Außenhandel außer Betracht (derzeit wird aus Deutschland netto Schrott exportiert), bietet aber dennoch eine gute Näherung, um zukünftige Recyclingpotenziale aufzuzeigen.

#### 4.4.2 Das Problem des Downcyclings

Um die Potenziale des Stahlrecyclings zu erschließen und den Recyclinganteil zukünftig signifikant anzuheben, müssen allerdings einige Hürden überwunden werden. Eine zentrale Hürde ist die Verunreinigung von Stahlschrotten mit ungewünschten Elementen wie Zinn oder Kupfer. Diese sind häufig in signifikanten Mengen im Schrott enthalten und verringern die Qualität des Sekundärstahls, da sie im Zuge der oxidationsbasierten Verarbeitung in der Stahlerzeugung nicht abgetrennt werden können. Besonders die Verunreinigung mit Kupfer ist ein Problem, das bei unveränderter Recyclingpraktik zukünftig die Kreislaufführung von Stahl stark beeinträchtigen könnte. Zu hohe Kupferanteile reduzieren die Bearbeitbarkeit und somit die Qualität des Stahls (Pauliuk et al., 2013; Schäfer, 2021).

Heute wird Sekundärstahl vor allem auf zwei Arten verwendet:

- (1) in Anwendungen mit geringeren Ansprüchen an die Reinheit des Stahls, z. B. für die Herstellung von Betonstahl;
- (2) in der Herstellung von Edelstählen. Hier werden Edelstahlschrotte (Alt-, Neu- und Eigenschrotte<sup>74</sup>) wieder zur Herstellung von Edelstahl verwendet. So werden nicht nur primäre Eisenrohstoffe, sondern auch Legierungsmetalle wie Nickel oder Mangan eingespart (Umweltbundesamt, 2019).

Das Recycling von Edelstählen ist ein Beispiel für einen weitgehend geschlossenen Kreislauf, in dem hochwertige Stahlschrotte ohne Qualitätsverlust wieder zu hochwertigen Edelstählen verarbeitet werden (wenn auch unter Verwendung von großen Mengen an Neu- und Eigenschrotten). Doch sie machen global gesehen nur einen kleinen Anteil des recycelten Stahls aus. Der Großteil des

---

<sup>74</sup> Eigenschrotte entstehen bei den Stahlproduzenten und Gießereien selbst, Neuschrotte fallen in der stahlverarbeitenden Industrie an und Altschrotte entstehen durch Entsorgung von Stahl-enthaltenden Produkten (auch *End-of-Life-* oder *Post-Consumer-*Schrotte genannt).

Schrottrecyclings findet nicht in geschlossenen Kreisläufen statt und ist häufig trotz der grundsätzlich hervorragenden Rezyklierbarkeit von Stahl mit einem *Downcycling* verbunden. So verlieren z. B. hochwertige legierte Stähle aus Automobilschrotten aufgrund von Vermischung und Verunreinigungen im Recyclingprozess an Qualität, sodass sie nicht für eine gleichwertige Anwendung eingesetzt werden können und stattdessen zu Baustahl verarbeitet werden. Auf diese Art wird nicht nur der Stahl „downgecycelt“, sondern auch die Legierungselemente gehen für eine erneute zweckmäßige Verwendung verloren (Ratz et al., 2022).

Soll der Recyclinganteil in Zukunft gesteigert werden, muss dem *Downcycling* entgegengewirkt werden, damit auch Anwendungen mit hohen Anforderungen an die Reinheit des Stahls mit Sekundärstahl bedient werden können. Gerade in Deutschland und NRW ist die Herausforderung groß, denn hier werden besonders viele hochqualitative (Flach-)Stähle z. B. für die Automobilindustrie produziert – ein lukrativer Markt, der derzeit nur mit Primärstahl beliefert werden kann.

#### **4.4.3 Verunreinigen im Schrott beseitigen**

Um Verunreinigungen im Stahl entgegenzuwirken und *Downcycling* zu vermeiden, gibt es drei grundsätzliche Möglichkeiten:

- (1) den Schrott mit primärem, aus Erz hergestelltem Roheisen so zu „verdünnen“, dass die Anteile unerwünschter Legierungs-Metalle am Endprodukt unterhalb der benötigten Grenzwerte liegen;
- (2) ungewünschte Elemente physikalisch (unter Einsatz von Energie, Lösungsmitteln oder Filtern) oder chemisch (durch Auslösung chemischer Reaktionen mit anderen Elementen und Verbindungen) aus dem Schrott oder aus der Schmelze zu entfernen;
- (3) den Stahlschrott von anderen Schrottkomponenten vor der Einschmelzung sauber zu trennen.

Am unaufwändigsten ist heute der erste Weg. Aufgrund der wachsenden globalen Stahlnachfrage wird ohnehin in großen Mengen Primärmaterial benötigt, weshalb der Einsatz von primärem Roheisen zu „Verdünnungszwecken“ unproblematisch ist. Doch je höher der Sekundäranteil an der Stahlerzeugung in Zukunft ist, desto unökonomischer wird es sein, Verunreinigungen auf diese Weise zu verringern. Da das Problem der Schrottverunreinigung durch diese erstgenannte Strategie nicht final gelöst wird, ermöglicht sie höchstens eine Problemverschiebung. Hinzu kommt, dass das in vielen Schrotten enthaltende (und dort unerwünschte) Kupfer – ebenso wie andere enthaltende Elemente – dadurch für das Recycling dieser anderen Elemente verloren geht. Die zweite Möglichkeit, Elemente physikalisch oder chemisch aus dem Stahlschrott oder der Schmelze zu separieren, eröffnet grundsätzlich die Chance, die Qualität des Sekundärstahls auch ohne Hinzufügen von Primärmaterial zu erhöhen. Verschiedene technische Ansätze hierfür sind in der Literatur zu finden. Allerdings sind diese Prozesse technisch noch nicht ausgereift und daher heute noch nicht für die industrielle Anwendung verfügbar. Sie sind außerdem sehr energieintensiv und daher kostspielig (Daehn et al., 2019).

Deshalb erscheint es sinnvoll, bereits weiter vorne anzusetzen, nämlich bei der Sortierung von Schrotten. Denn insbesondere Kupfer ist oft nicht etwa in Legierungen oder Beschichtungen bereits mit dem Stahl verbunden, sondern gelangt meist in separaten Schrottteilen in den Stahlschrott. Beispielsweise werden Autokarosserien häufig nicht richtig demontiert und landen mitsamt Kupferkabeln im Schredder. Das ließe sich durch eine bessere Demontage und Sortierung von Schrotten vermeiden. Dies wäre auch deutlich energieeffizienter als eine physikalische oder chemische Abscheidung zu einem späteren Zeitpunkt. Allerdings ist die Demontage und Sortierung vieler Schrotte nur manuell möglich, somit sehr arbeitsintensiv und häufig nicht kosteneffizient. Im Zuge der fortschreitenden Automatisierung könnten u. a. intelligente Sensortechnologien hier möglicherweise Abhilfe schaffen (Raatz et al., 2022). Der wichtigste Nachteil einer manuellen bzw. mechanischen gegenüber einer physikalischen oder chemischen Trennung ist, dass auf diesem Wege das in Beschichtungen o. ä. enthaltene Kupfer nicht entfernt werden kann. So werden Kupferlegierungen wie Messing oder Bronze z. B. in Kugellagern für Maschinen oder Motoren auf eine Stahlschicht aufgetragen. Solche Beschichtungen tragen im Recycling nicht nur zur Verunreinigung mit Kupfer, sondern auch mit Zinn und anderen problematischen Legierungselementen bei (Weber, 2018).

Daneben ist es auch sinnvoll noch früher anzusetzen: Denn viele Produkte sind heute so design, dass sie sich gar nicht oder nur mit erheblichem Aufwand in ihre Einzelteile zerlegen lassen. Hier kann ein hinsichtlich Rezyklierbarkeit optimiertes Produktdesign („*design for recycling*“) seitens der stahlverarbeitenden Unternehmen einen wichtigen Beitrag leisten. In diesem Zuge könnte auch der Einsatz von schwer rezyklierbaren Verbundmaterialien und Legierungen hinsichtlich ihrer Rezyklierbarkeit neu bewertet und wo möglich durch kreislauffähigere Materialien ersetzt werden. Hier können sich allerdings Zielkonflikte mit anderen Design-Zielsetzungen ergeben, die sorgfältig abgewogen werden müssen. Des Weiteren macht sich eine Designanpassung aufgrund der langen Produktlebensdauern vieler Produkte erst mit mehreren Jahren oder Jahrzehnten Verzögerung bei der Schrottaufbereitung bemerkbar (Daehn et al., 2019).

#### **4.4.4 Schrottexporte**

Ob manuell, mithilfe sensorbasierter Sortiertechnik, physikalisch oder chemisch – die Aufbereitung von Altschrotten zur Erreichung hoher Qualitätsstandards muss sich für die Unternehmen der Schrottwirtschaft und Stahlindustrie wirtschaftlich lohnen, um zum Einsatz zu kommen. Heute ist dies auf den Weltmärkten in der Regel nicht gegeben. Aufgrund der global weiter steigenden Nachfrage insbesondere auch in der Bauindustrie, die z. B. für Armierungsstähle im Stahlbeton vielfach mit geringeren Qualitäten auskommt, wird weiterhin viel Primärstahl benötigt. Dies macht den Einsatz teuer aufbereiteter Sekundärmaterialien für die Produktion von Hochqualitätsstählen meist wenig attraktiv. Sekundärstahlproduzenten hingegen finden reichlich Abnehmer auch für Stähle geringerer Qualität, denn insbesondere der Bausektor ist recht tolerant gegenüber Verunreinigungen und handelt eher preisgetrieben. Somit beliefern die Primär- und Sekundärhersteller weitgehend getrennte Märkte und stehen bisher nicht unter großem Druck, dies zu ändern. Der ökonomische Anreiz, in die Entwicklung neuer Prozesse zur Abtrennung von Verunreinigungen zu investieren, ist daher aktuell nicht sehr groß.

Aus diesen Gründen hat auch die Schrottwirtschaft bislang kaum Anreize, in die Verbesserung ihrer Sortierprozesse zu investieren. Denn noch gibt es kein globales Überangebot an Stahlschrott. Die Schrottmengen, die gegenwärtig die inländische Nachfrage in Deutschland übersteigen, werden exportiert. Auch Schrotte niedriger Qualität können so abgesetzt werden. Im Jahr 2019 wurden in der EU knapp 88 Mio. t Stahlschrott verwendet, während die Nettoexporte rund 19 Mio. t betragen (EUROFER, 2020). In Deutschland wurden im selben Jahr gut 17 Mio. t Stahlschrott eingesetzt, davon gut 12 Mio. t in den Elektrostahlwerken der Sekundärstahlerzeugung. Die restlichen rund 5 Mio. t kommen in der Primärstahlerzeugung (der Hochofen-Konverter-Route) als Kühltischschrott zum Einsatz. Auch Deutschland ist Nettoexporteur von Stahlschrotten. 2019 betragen die Nettoexporte etwa 4,4 Mio. t. 84 % der deutschen Schrottexporte gingen in andere EU-Länder; die übrigen 16 % wurden in Drittländer exportiert (WV Stahl, 2022).

Um die Kreislaufpotenziale von Stahl in NRW, Deutschland und der EU zu heben, muss daher die verbesserte Sortierung und Aufbereitung von Schrotten ökonomisch attraktiver werden als Verdünnung, Downcycling und Exporte. Das ist bisher nicht der Fall. In Zukunft wird allerdings in Deutschland und Europa aufgrund des Alters gerade der Stahlbestände in Gebäuden und Infrastrukturen mehr Schrott zur Verfügung stehen und ein größerer Anteil der Stahlnachfrage aus Recycling gedeckt werden (können). Spätestens dann werden höhere Qualitätsansprüche erfüllt werden müssen. Regulative Vorstöße, wie beispielsweise verbindliche Rezyklat-Quoten in bestimmten Endprodukten, könnten dieser „natürlichen“ Marktentwicklung auch bereits vorgreifen. Selbst wenn heute auch noch genügend Absatz für „Downcycling“-Schrotte besteht, ist es in jedem Fall sinnvoll, die zukünftigen Potenziale des Schrottrecyclings zu explorieren und Technologien sowie Organisationsformen zu entwickeln, um diese zu erschließen. So könnten beispielsweise auch möglichen Qualitätsengpässen frühzeitig entgegenwirkt werden.

Um herauszufinden wie groß diese zukünftigen Recyclingpotenziale im Stahlsektor sind, befindet sich am Wuppertal Institut derzeit ein Stock-Modell in Entwicklung, das die oben genannten Aspekte adäquat berücksichtigen soll.<sup>75</sup>

#### **4.4.5 Fazit zur Steigerung der Sekundärstahlproduktion**

Für eine klima-, umwelt- und ressourcenschonende Stahlindustrie spielt die Sekundärproduktion eine wichtige Rolle. Der vielseitige Werkstoff wird auch und insbesondere in einer klimaneutralen Wirtschaft und Gesellschaft unverzichtbar sein. Seine Recyclingquote ist heute im Vergleich zu anderen Materialien bereits sehr hoch – theoretisch ist Stahl unendlich recycelbar. Dieses Potenzial sollte in Zukunft möglichst weitgehend ausgeschöpft werden, um den zukünftigen Energie- und Primärressourcenbedarf der Stahlindustrie zu begrenzen und damit auch die Umsetzung einer klimaneutralen Stahlerzeugung zu erleichtern. Dafür muss u. a. das Problem des Downcyclings bereits heute angegangen werden. Denn viele Stahlprodukte und -strukturen bleiben lange im Umlauf, bevor

---

<sup>75</sup> Eine Kurzbeschreibung dieses in Entwicklung befindlichen Modells findet sich in Anhang.

sie dem Recycling zugeführt werden. Kluges Design heute kann ein sauberes Recycling in der Zukunft ermöglichen. Verbesserte Sortierpraktiken können langfristig weiteres Downcycling vermeiden und in Zukunft einen zirkulären Stahlsektor in Deutschland und Europa ermöglichen.

#### **4.5 Notwendige Rahmenbedingungen und politische Weichenstellungen für eine erfolgreiche Industrie-Transformation**

Die Beschreibung der im Szenario S4C-KN dargestellten Veränderungen in der Grundstoffindustrie (vgl. Abschnitt 3.1) verdeutlicht, dass zum einen ein zeitnaher Einstieg in neuartige, klimaneutral betreibbare Produktionsprozesse und zum anderen parallel eine Abkehr von fossilen Energieträgern notwendig sein wird, um bis 2045 eine weitgehend treibhausgasneutrale Grundstoffindustrie zu ermöglichen. Dabei ist für die Umsetzung der Transformation der Grundstoffindustrie neben einer breiten gesellschaftlichen Unterstützung vor allem eine aktive und integrierte politische Gestaltung erforderlich. Denn nur unter geeigneten Rahmenbedingungen kann die Transformation des Industriesektors gelingen. Denn die erforderlichen Veränderungen müssen zum einen in einer Breite und Geschwindigkeit erfolgen, die im historischen Kontext nahezu beispiellos sind und die durch die Unternehmen und Märkte alleine nicht erreicht werden können. Zum anderen besteht die Herausforderung, dass klimaneutrale Produkte – insbesondere in der Grundstoffindustrie – aufgrund der neuen Technologien und insbesondere der höheren Kosten der benötigten grünen Energie zumindest anfänglich nicht im internationalen Wettbewerb bestehen können. Zu den benötigten Rahmenbedingungen zählen vor allem entsprechende Weichenstellungen auf nationaler, europäischer und bestenfalls auch internationaler Ebene. Aber auch auf Landesebene lassen sich einige Stellschrauben adressieren und wichtige Impulse zur Gestaltung der Transformation einbringen.

Ohne förderliche Rahmenbedingungen wären sowohl die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende als auch in der Konsequenz der Industriestandort Deutschland gefährdet. Denn hiesige Unternehmen könnten ihre Wettbewerbsfähigkeit verlieren, wenn für sie die Möglichkeiten zur Entwicklung klimaneutraler ertragreicher Geschäftsmodelle zu begrenzt wären bzw. wenn Potenziale einer klimaneutralen Erzeugung von Energie und industriellen Gütern vor allem in anderen Ländern gehoben würden, hiesige Anpassungen in ausreichendem Maß aber ausbleiben.

Entsprechende politische Maßnahmen müssen dafür entlang des gesamten Produktions- und Lebenszyklus der (Grundstoff-)Produktion erfolgen (s. Abbildung 50). Dies beinhaltet u. a. die Bereitstellung erneuerbarer Energien als Grundlage einer klimaneutralen Produktion energieintensiver Produkte, das Setzen notwendiger Anreize mithilfe entsprechender Preissignale und die Bereitstellung von Fördermitteln für die Investition in klimafreundliche Prozesse und Produkte sowie Anreize für deren Absatz durch das Schaffen von ersten Leitmärkten. Darüber hinaus muss integriert die Ressourceneffizienz bedacht und die Nutzung von Sekundärrohstoffen gestärkt werden.

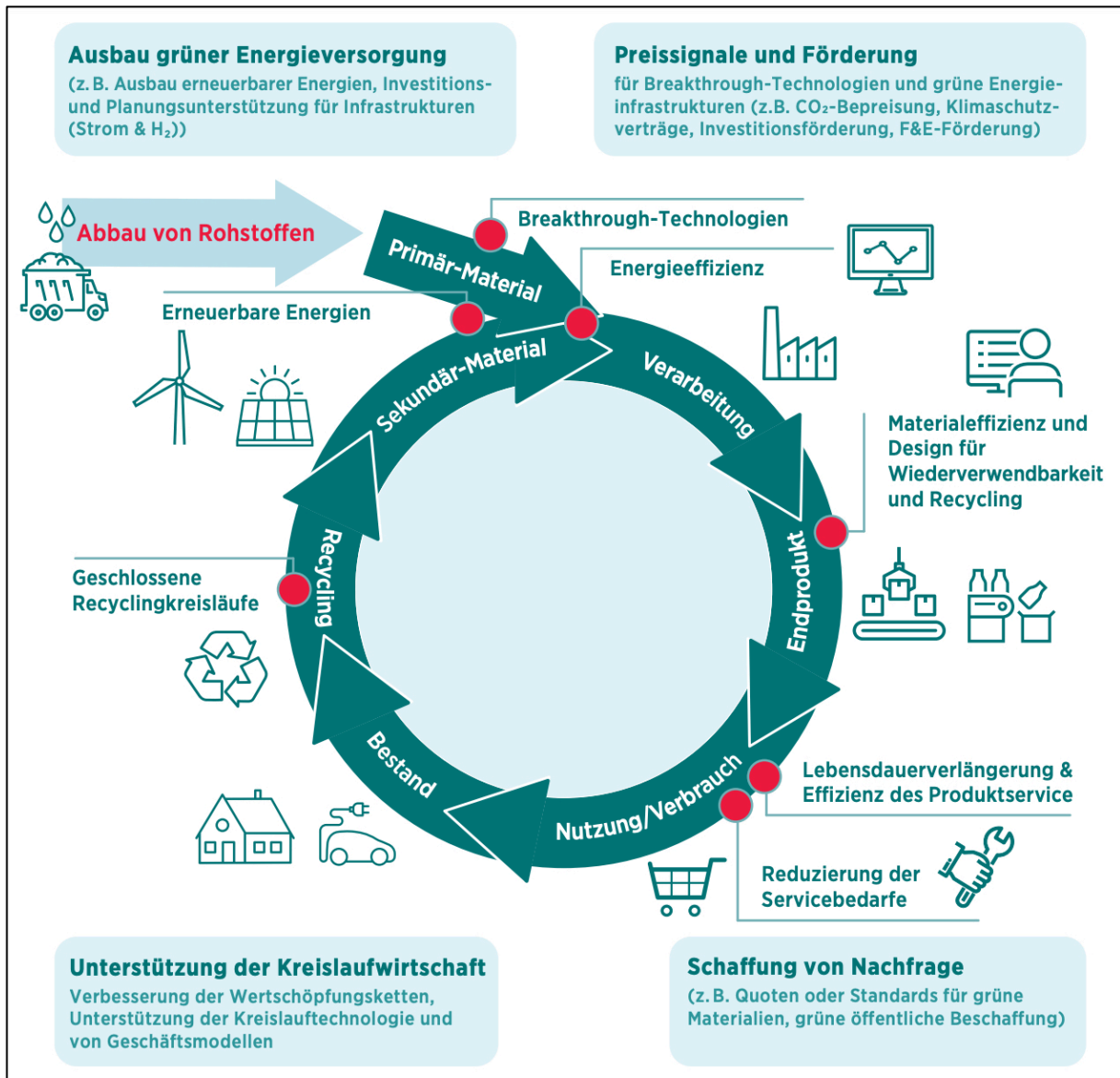


Abbildung 50: Bedarf an politischer Flankierung der Transformation entlang der Wertschöpfungskette

#### 4.5.1 Ausbau grüner Energieversorgung

Um die Transformation hin zu einer klimaneutralen Grundstoffindustrie energetisch zu ermöglichen, ist es erforderlich, dass die Politik den Aufbau einer Energieversorgung mit erneuerbaren Energien in für die Grundstoffindustrie relevanten Mengen aktiv vorantreibt, mit dem Ziel, emissionsfreie Energie, d. h. vor allem grünen Strom und grünen Wasserstoff, in hinreichender Menge und zu konkurrenzfähigen Preisen mit hoher Versorgungssicherheit bereitzustellen.

Insbesondere ist es für die erfolgreiche Transformation der Industrie in Deutschland von hoher Bedeutung, ein wettbewerbsfähiges Preisniveau für den Strombezug wichtiger energieintensiver Branchen zu ermöglichen.<sup>76</sup> Dies erfordert zum einen die Anpassung des Strommarktdesigns, um eine entsprechend zielkonforme Strompreisgestaltung zu ermöglichen, und zum anderen eine aktivere Unterstützung für Planung und Errichtung der dafür relevanten Erzeugungsanlagen und Infrastrukturen. Im Vergleich zum bisher vorherrschenden Selbstverständnis der Energie- und Industriepolitik erfordert dies also eine wesentlich aktivere Rolle des Staates. Durch den Umstieg auf eine klimaneutrale Energieversorgung wird zudem die Abhängigkeit von Importen deutlich reduziert. So sinkt die Primärenergie-Importquote im Szenario S4C-KN von gegenwärtig rund 70 % auf nur noch knapp 30 % im Jahr 2045 (vgl. Abschnitt 2.3).

Neben dem beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien, bedarf es insbesondere auch der Weiterentwicklung des Stromtransport- und Verteilsystems. Ein solcher Infrastrukturausbau ist auch wegen des erwarteten Anstiegs des industriellen Stromverbrauchs notwendig. Bis 2030 steigt im Szenario S4C-KN der Anteil von Strom am Endenergiebedarf der Industrie von gegenwärtig rund 30 % auf 35 %, bis 2045 sogar auf 52 % (vgl. Abschnitt 3.1). Daneben gilt es, beim Aufbau einer erneuerbaren Energieversorgung auch die (zusätzlichen) Wärmebedarfe der Industriestandorte sowie den Aufbau von Wasserstoffinfrastrukturen konsequent mitzudenken (IN4Climate.NRW, 2021b).

#### *Ausbauziele für erneuerbare Energien*

Insgesamt sind eine Reihe von Maßnahmen notwendig, um den Umstieg der energieintensiven Industrie auf erneuerbare Energien zu ermöglichen und das Ziel eines Anteils von 80 % am deutschen Bruttostromverbrauch bis 2030 einhalten zu können. Dazu wurden im Rahmen der EEG-Novellierung im Jahr 2022 die Umlage auf den Strompreis abgeschafft und die Ausbauziele bis 2035 signifikant angehoben. Die in Form des Osterpakets und des Wind-an-Land-Gesetzes ergriffenen Maßnahmen adressieren zudem weitere entscheidende Punkte. So wurde u. a. die Rechtssicherheit des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Übertragungsnetze gestärkt, ebenso wurden die Vergütungen für Fotovoltaik-Dachanlagen angehoben und die Bundesländer müssen bis zum Stichtag 2032 verbindliche Anteile ihrer Fläche für den Windausbau zur Verfügung stellen. Aufgrund des engen Zeitplans und der mäßigen Ausbauerfolge der vergangenen Jahre bleibt es allerdings offen, ob diese Maßnahmen bereits ausreichen, um den Ausbau in der notwendigen Geschwindigkeit umzusetzen.

---

<sup>76</sup> Der Begriff der Wettbewerbsfähigkeit bezieht sich dabei einerseits auf den Vergleich zu fossilen Energieträgern, denn die Elektrifizierung vieler Anlagen wird im Rahmen der Transformation nötig sein. Andererseits stellt die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien zu wettbewerbsfähigen Preisen, vor allem in der Form regenerativ erzeugten Stroms, auch zunehmend einen bedeutenden Standortfaktor dar, den es zu adressieren gilt, um hiesige Industriestandorte zu erhalten und zu stärken (IN4Climate.NRW, 2020b; SCI4Climate.NRW, 2021a).



### *Wettbewerbsfähige Strompreise*

Aufgrund der starken Belastungen infolge relativ hoher Energiekosten und der daraus potenziell entstehenden Standortnachteile für wichtige Teile der deutschen Industrie wurde in der politischen Debatte die Idee eines Industriestrompreises aufgegriffen. Ein Industriestrompreis soll insbesondere den energieintensiven Branchen perspektivisch den Bezug von klimaneutral erzeugtem Strom zu wettbewerbsfähigen Preisen ermöglichen. Gleichzeitig sollte eine Regelung für Industriestrompreise so ausgelegt sein, dass besonders bei energieintensiven Prozessen über Preissignale die perspektivisch notwendigen Anreize für einen flexiblen, netzdienlichen Betrieb im Rahmen einer erneuerbaren Stromversorgung erhalten bleiben.

Die Bundesregierung arbeitet zurzeit an möglichen Konzepten für einen solchen Industriestrompreis. Um sowohl die Investitionsrisiken der Betreiber erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen als auch das Preisrisiko für die Industrie zu senken, sollten neben der bestehenden EEG-Förderung weitere Instrumente geprüft und perspektivisch implementiert werden. Dies gilt im Besonderen aufgrund der zuletzt durch die Implikationen des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine stark angestiegenen Strompreise. So bietet es sich u. a. an, Differenzverträge (Contracts for Difference, CfD) für die Förderung erneuerbarer Energien einzusetzen und die Anwendung von langfristigen Stromlieferverträgen über Power Purchase Agreements (PPAs) zu stärken.

Eine Kombination der industriellen Stromversorgung und dem Ausbau erneuerbarer Energien mithilfe von Differenzverträgen sieht z. B. ein Vorschlag des DIW vor. Dieser beinhaltet die Verbindung von Differenzverträgen mit der zweiseitigen Absicherung von Risiken für Investor\*innen in erneuerbare Energien und energieintensive Industrieunternehmen, wie sie durch PPAs gewährleistet werden können (Kröger et al., 2022; Neuhoff et al., 2022). Der Vorschlag beschreibt einen Pool für Industriestrom, dessen Umfang durch den zuvor angemeldeten Bedarf an erneuerbar erzeugtem Strom seitens der Industrie abgesteckt werden soll. Die Bedarfe sollen über zusätzliche Erneuerbaren-Ausschreibungen gedeckt werden. Dafür wird ein zweiseitiger Differenzvertrag vorgeschlagen, der den Erzeugern die Vergütung jeder Kilowattstunde zu einem festen Referenzpreis und den industriellen Verbrauchern den Bezug zu dem gleichen Referenzpreis zusichert. Darüberhinausgehende Erlöse des Stromverkaufs werden abgeschöpft. Durch die Ausgestaltung mit Differenzverträgen für Erzeugung und Verbrauch soll die Entstehung zusätzlicher Förderkosten vermieden werden. Der Referenzpreis ergibt sich dabei entsprechend der Ausschreibungsergebnisse im Rahmen des EEG.

Bisherige Pläne für solche Differenzvertragslösungen fokussieren vor allem auf die Offshore-Windenergie. Eine entsprechende Verordnungsermächtigung wurde bereits im Windenergie-auf-See-Gesetz integriert. Sie schafft u. a. die Möglichkeit, die direkte Verteilung von Strommengen aus entsprechenden Projekten an Unternehmen zu ermöglichen und dies an bestimmte Kriterien zu koppeln. Zudem kann im Falle dieser Wind-Offshore-Kapazitäten sowohl vom bisherigen Ausschreibungsdesign als auch von einer Vergütung über das EEG abgewichen und von der Möglichkeit Gebrauch gemacht werden, den erzeugten Strom über Differenzverträge mit Herkunftsnachweisen zu vermarkten. Differenzverträge können einerseits weiterhin eine Absicherung der Investitionsrisiken gewährleisten und vermeiden andererseits eine Überförderung (Kröger et al., 2022). Über das automatische Abschöpfen der Erlöse oberhalb eines im Differenzvertrag durch den Staat zugesicherten

Strompreises können zudem Rücklagen zur Entlastung im Falle rapider Preisanstiege, wie sie im Laufe des Jahres 2022 zu beobachten waren, generiert werden. Fraglich ist bisher vor allem, ob die zu erwartenden Offshore-Kapazitäten für die Versorgung umfangreicher Anteile der energieintensiven Industriebranchen ausreichen werden. Zudem ist erst Ende dieser Dekade mit der Verfügbarkeit dieser neuen Offshore-Windenergieanlagen zu rechnen.

Über die verstärkte Anwendung von PPAs könnten als weiteres alternatives Instrument zur bestehenden EEG-Förderung Investitionen in erneuerbare Energien abgesichert und gleichzeitig die Preisrisiken für industrielle Stromverbraucher deutlich gesenkt werden. Erste Beispiele der Refinanzierung anhand von PPAs statt der EEG-Förderung sind bei der Offshore-Windenergie zu beobachten, aber auch bei einigen Solaranlagen sowie bei älteren Windparks, deren Förderungen über das EEG ausgelaufen sind. Zudem wurde durch das Angebot von 10-jährigen Versorgungsverträgen an der Strombörse (EEX) im Jahr 2021 ein wichtiger Schritt zu langfristigen vertraglichen Bindungen im Stromhandel gemacht. Zu prüfen ist, ob zentrale Informations- und Matching-Plattformen oder auch das Angebot von staatlichen Bürgschaften zusätzliche Projekte außerhalb der EEG-Förderungen hervorbringen können. Derartige Festverträge stärken die Planungssicherheit der Industrie und senken das Risiko von kurzfristigen Preisanstiegen. Im Rahmen von PPAs kann der erzeugte Strom auch spezifisch als klimaneutral ausgewiesen werden. Dies ist im Rahmen der EEG-Förderung aufgrund des derzeit geltenden Doppelvermarktungsverbots nicht zulässig. Daher profitieren die industriellen Stromkunden im Rahmen eines PPA nicht nur von einem vereinbarten Festpreis, sondern können die Nutzung erneuerbarer Energien in ihrer Produktion klar ausweisen.

#### *Anreize zur Flexibilisierung des Stromverbrauchs*

Neben der Förderung des Ausbaus und des Bezugs erneuerbarer Stromerzeugung sind außerdem angemessene Anreize notwendig, um sowohl eine Flexibilisierung des Stromverbrauchs als auch Investitionen in Eigenerzeugung anzuregen. So kann u. a. die industrielle Wärmeerzeugung als potenzieller Energiepuffer perspektivisch einen wichtigen Beitrag zur Stabilisierung der Stromnetze leisten. Im Zuge der Elektrifizierung bei der industriellen Wärmeerzeugung (PtH) können entsprechende Verbrauchsanpassungen netzdienlich wirken. Ebenso kann eine Rückverstromung gespeicherter Wärme zur Stabilisierung der Netze beitragen (IN4Climate.NRW, 2021b). Um die hierfür notwendigen Investitionen und Betriebsweisen anzureizen, sollten vor allem die bestehenden Vorgaben der Netzentgeltverordnung überarbeitet werden, um mit diesem Instrument konsistente Preissignale für netzdienlichen Strombezug zu setzen. Als erstes könnten in diesem Zusammenhang kontraproduktive Anreize abgeschafft oder angepasst werden. Beispielsweise bestehen weiterhin Anreize für Großverbraucher, Bezugsspitzen zu jeder Zeit zu vermeiden und dauerhaft konstant hohe Mengen nachzufragen. Dies widerspricht den Anforderungen einer hauptsächlich auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung (Agora Energiewende, 2021).

Digitale Lösungen können hierbei sowohl die Transformation der Energieversorgung als auch die verbrauchsseitige Anpassung an volatile Einspeisungen durch Solar- und Windenergie unterstützen. Um effiziente netzdienliche Verbrauchsanpassungen und weitere Maßnahmen zur Netzstabilität und Energieeffizienz umsetzen zu können, sollte daher im Zuge der Digitalisierung auch der Roll-Out entsprechender Smart-Meter und die Nutzung intelligenter Netze vorangetrieben werden.

### *Aufbau einer klimaneutralen Wasserstoffwirtschaft*

Mit Blick auf die Zukunft sollten zudem die Erzeugung und der Import von klimaneutralem Wasserstoff und darauf basierender synthetischer Energieträger forciert werden. Das Szenario S4C-KN erwartet vor allem nach 2035 einen deutlich steigenden Bedarf an Importen von Wasserstoff und auch weiteren synthetischen Energieträgern (vgl. Abschnitt 3.4.2). Auch hier gilt es, neben dem gezielten Aufbau der inländischen Wasserstoffherzeugung schon frühzeitig internationale Importbeziehungen aufzubauen, da von einem umfangreichen Importbedarf in der Zukunft auszugehen ist. Diese bi- und multilateralen Partnerschaften sollten möglichst breit aufgestellt werden, um die Entstehung neuer Abhängigkeiten von einzelnen Energielieferländern zu vermeiden. Darüber hinaus sollten im Rahmen der europäischen Zusammenarbeit Kooperationsmöglichkeiten gesucht werden, um die unterschiedlichen Stärken zu nutzen und eine gemeinsame klimaneutrale Energieversorgung aufzubauen.

Erste Importe von klimaneutralem Wasserstoff sollen in den kommenden Jahren über die Initiative H2Global koordiniert werden. Mithilfe zweiseitiger Differenzverträge sollen dabei die Förderkosten minimiert werden. Über Ausschreibungen werden die geringsten Kosten für zukünftige Wasserstoffimporte oder weiterer synthetischer Energieträger auf Basis von klimafreundlich erzeugtem Wasserstoff ermittelt. Ebenso werden diese importierten Mengen in Deutschland zum Verkauf angeboten und ebenfalls per Ausschreibung die höchsten Zahlungsbereitschaften für die verfügbaren Lieferungen ermittelt. Der aus der Differenz zwischen Import- und Abnahmepreis entstehende Förderbedarf wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz bereitgestellt. Die ersten Lieferungen im Rahmen dieses Projekts sollen 2024 stattfinden, voraussichtlich in Form von klimaneutral erzeugtem Ammoniak (BMWK, 2022d).

Für die europäische und inländische Wasserstoffherzeugung sollten weiterhin Projekte und Modellregionen gezielt gefördert werden. Ein dafür geeignetes Instrument sind die von der EU definierten „Integrated Projects of Common European Interest“ (IPCEI). Langfristig sollte zudem geprüft werden, wie die Förderung der Wasserstoffwirtschaft hier stärker mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien verbunden werden kann, wie es beispielsweise im Rahmen der bestehenden Innovationsausschreibungen angedacht ist. Darin werden gezielt Anlagenkombinationen zur Erzeugung erneuerbarer Energien gefördert, die eine Zwischenspeicherung oder auch eine Erzeugung und Rückverstromung von Wasserstoff ermöglichen. Darunter fällt u. a. die Kombination von Wind- oder Solaranlagen mit direkt angeschlossener Wasserstoffherzeugung und -speicherung.

Parallel gilt es, den regulatorischen Rahmen einer perspektivischen Wasserstoffwirtschaft aufzubauen. Neben ökonomischen Anreizen, beispielsweise durch Anpassung der Stromkosten zur Wasserstoffherzeugung oder Instrumenten zur Schaffung erster Absatzmärkte, wie Quotenvorgaben, braucht es hier u. a. eine klare Zertifizierung von klimaneutral erzeugtem Wasserstoff anhand handelbarer Herkunftsnachweise. Dabei müssen die Kriterien zur Definition von grünem Wasserstoff sowohl einen zügigen Hochlauf der Wasserstoffherzeugung und die dafür nötigen Investitionen ermöglichen. Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass der Ausbau der Elektrolyse möglichst im Einklang mit den Anforderungen des Stromsystems geschieht und die direkte Nutzung von erneuerbarem Strom für Klimaschutzlösungen (z. B. Wärmepumpen) nicht benachteiligt wird. Zudem wird ein zeitnahe Aufbau einer Wasserstoff-Verteilinfrastruktur in Deutschland und Europa benötigt,

die gerade auch die zentralen Senken an den großen Industriestandorten (z. B. in NRW) berücksichtigt, inklusive eines regulatorischen Rahmens, der einen diskriminierungsfreien Zugang ermöglicht (IN4Climate.NRW, 2019; SCI4Climate.NRW, 2021b; Tholen et al., 2021).

#### *Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren*

In allen genannten Bereichen wird zudem eine Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren benötigt, um die Umstellung der Energieversorgung entlang der im Szenario aufgezeigten Transformationspfade rechtzeitig zu ermöglichen. In diesem Bereich bestehen insbesondere auch auf der Ebene der Bundesländer Möglichkeiten, die klimaneutrale Energieversorgung zu beschleunigen (Agora Energiewende & Wuppertal Institut, 2019). Besonders im Fall des Ausbaus der Windenergie bilden komplexe und umfangreiche Genehmigungsverfahren sowie Konflikte mit dem Planungsrecht und Artenschutz aus Sicht der Projektentwickler zentrale Hemmnisse (Fachagentur Wind an Land, 2022a, 2022b). Ebenso gibt es Auswirkungen langwieriger Verfahren auf den geplanten Netzausbau. Zum Stichtag 30. Juni 2022 waren im Bereich des Ausbaus der Strom-Hochspannungsnetze gut 17 % der geplanten Leitungskilometer fertiggestellt, dagegen warten noch weitere 52 % auf einen erfolgreichen Abschluss von Planungs- und Genehmigungsverfahren (BNetzA, 2022). Ein weiteres Beispiel sind langwierige Zertifizierungsverfahren für Fotovoltaikanlagen ab 135 kW<sub>p</sub>, aufgrund der seit 2019 bestehenden Zertifizierungspflicht für neue Anlagen. In all diesen Fällen braucht es zukünftig vereinfachte und beschleunigte Verfahren.

Der Handlungsbedarf dürfte über die bisher durch die Bundesregierung mit dem Ziel der Stärkung der Rechtssicherheit der Ausbautvorhaben ergriffenen Maßnahmen hinausgehen. So gab es bereits Anpassungen an Regelungen des Immissionsschutzes, um einen zeitnahen Wechsel von Brennstoffen und eine stärkere Verstromung von Biogas im Rahmen einer drohenden Gasmangellage im Winter 2022/2023 zu erleichtern (BMWK, 2022a). Auch für weitere Vorhaben und Anlagen sollten Vereinfachungen der bestehenden Regeln des Immissionsschutzes geprüft werden, um die Transformation im Industriesektor in den kommenden Jahren zu beschleunigen. Ebenso wäre es denkbar, die bereits beschlossene Beschleunigung von Verfahren bei der Genehmigung von Windenergieprojekten durch beispielsweise das Entfallen der aufschiebenden Wirkung von Einsprüchen oder die Reduzierung von Klageinstanzen auf weitere im Rahmen der Transformation notwendige Projekte auszuweiten. Der effiziente Einsatz und der Ausbau von Planungskapazitäten innerhalb der zuständigen Behörden können eine weitere Beschleunigung der Verfahren bewirken. Dies umfasst u. a. eine ausreichende personelle und technische Ausstattung der Behörden. Ebenso können Realisierungszeiträume durch eine bessere Integration von Planungs- und Genehmigungsverfahren reduziert werden, beispielsweise durch eine Verzahnung von Raumordnung und Planfeststellung. Daneben kann die Digitalisierung der entsprechenden Vorgänge deutlich dazu beitragen, den Aufwand der Behörden wie auch der Projektentwickler\*innen und Betreiber\*innen neuer Anlagen signifikant zu reduzieren (IN4Climate.NRW, 2022; Schaefer et al., 2021).

#### 4.5.2 Preissignale und Förderung

Mit Blick auf den Umbau industrieller Prozesse und Produktionsverfahren gilt es, die Entwicklung und insbesondere die darauffolgende Markteinführung (häufig disruptiver sowie oft kostenintensiver) neuer Technologien wirksam anzureizen. Das zentrale Instrument für die Schaffung von Anreizen zur Transformation im Industriesektor bleibt der europäische Emissionshandel (EU ETS). Dieser adressiert die Wettbewerbsnachteile klimafreundlicher Produkte und soll die bestehenden Kostenunterschiede zu konventionellen Prozessen schließen, indem die externen Kosten der CO<sub>2</sub>-Emissionen, die zuvor nicht eingepreist wurden, internalisiert werden. Durch eine stetige Weiterentwicklung des Emissionshandels sollen kontinuierlich klare und langfristig wirkende ökonomische Anreize zur Transformation gesetzt werden. Im Rahmen des Fit-for-55 Programms der EU wird dazu das Ambitionsniveau innerhalb des EU ETS angehoben, um die gesteckten Klimaziele zu erreichen. Ein Beschluss auf EU-Ebene aus dem Dezember 2022 sieht vor, dass die Emissionen in den EU-ETS-Sektoren bis 2030 gegenüber 2005 um 62 % reduziert werden sollen, und damit deutlich stärker als die bis dahin vorgesehene (wenn auch leicht abweichend definierte) Minderung um 43 %. Dazu soll die Anzahl der Zertifikate in den Jahren 2024 und 2026 jeweils einmalig um insgesamt 117 Mio. Tonnen reduziert werden. Die Anzahl der verfügbaren Zertifikate sinkt daneben bis 2027 jährlich um 4,3 % und bis 2030 um 4,4 % ab. Zudem sollen Effizienzmaßnahmen im Rahmen der freien Zuteilung zukünftig stärker eingefordert und belohnt werden (BMWK, 2022c; Europäisches Parlament, 2022).

##### *Internationale Zusammenarbeit und Schutz vor Carbon Leakage*

Dabei gilt es zukünftig einerseits den CO<sub>2</sub>-Preis als zentralen ökonomischen Anreiz zur Transformation im Energie- und Industriesektor wirken zu lassen. Andererseits benötigt es weiterhin wirksame Maßnahmen, um Carbon Leakage dauerhaft zu vermeiden. Denn durch Carbon Leakage würden CO<sub>2</sub>-Emissionen nur international verschoben und nicht nachhaltig reduziert werden. Daher sind alternative effektive Maßnahmen gegen Carbon Leakage erforderlich, sobald die freie Zuteilung der CO<sub>2</sub>-Zertifikate perspektivisch auslaufen wird. Dazu plant die EU die Einführung eines Grenzausgleichsmechanismus (CBAM), der die freie Zuteilung bis 2034 schrittweise ablösen soll. Dieser Mechanismus soll 2026 in Kraft treten. Bis 2030 sollen die kostenlosen Zertifikate bereits um 48,5 % reduziert werden und ab 2034 soll keine weitere Zuteilung von kostenlosen Zertifikaten mehr erfolgen. Zu Beginn betrifft der geplante Grenzausgleichsmechanismus nur einzelne Produkte im Bereich der Grundstoffindustrie. Namentlich sind diese Eisen und Stahl, Aluminium, Zement, Düngemittel und Wasserstoff (BMWK, 2022c).

Der Mechanismus sollte dabei so ausgestaltet werden, dass einerseits Anreize für den Import klimafreundlicher Güter bestehen, andererseits die Wettbewerbsfähigkeit der hiesigen Unternehmen nicht nachhaltig geschädigt wird (Kolev et al., 2021). Denn besonders für den Export von Gütern kann durch die Aufhebung der freien Zuteilung ein Wettbewerbsnachteil für europäische Industrieunternehmen bestehen, wenn konkurrierenden Unternehmen weltweit keine zusätzlichen Kosten durch CO<sub>2</sub>-Zertifikate entstehen.

Daher sollte es neben der Einführung des Grenzausgleichsmechanismus weitere Bemühungen zum Aufbau eines sogenannten Klimaclubs auf internationaler Ebene geben, um den Klimaschutz auf internationaler Ebene stärker zu koordinieren und dabei die Wettbewerbsfähigkeit der inländischen Industrie erhalten zu können. Innerhalb eines Klimaclubs mit ähnlich ambitionierten und verpflichtenden Klimaschutzzielen könnte auch ein CO<sub>2</sub>-Grenzausgleich auf den Handel zwischen diesen Ländern entfallen und so die potenziellen negativen Auswirkungen des Instruments auf die hiesige Industrie deutlich reduziert werden (Wolff & Tagliapietra, 2021). Ein erster Schritt in diese Richtung könnte ein sektoraler Klimaclub z. B. für die Stahlindustrie sein (Hermwille et al., 2022). Ein solcher Club könnte internationale Forschung und Entwicklung sowie weitere Aktivitäten zur Transformation der Industrie bündeln, gemeinsame Standards z. B. für grünen Stahl definieren, über den Zusammenschluss von Nachfrage erste grüne Märkte etablieren und Regierungen ermutigen, jeweils in die Erstellung geeigneter Transformationsroadmaps für ihre Industrie einzusteigen und diese im Kontext des Clubs harmonisiert umzusetzen.

#### *Förderung zentraler Technologien*

Die Lenkungswirkung des CO<sub>2</sub>-Preises sollte durch zusätzliche Instrumente und Investitionsförderung unterstützt werden. Denn in vielen Fällen sind neue klimafreundliche Technologien bisher und voraussichtlich auch in den nächsten Jahren trotz des EU-ETS-CO<sub>2</sub>-Preises teurer als konventionelle, fossile Alternativen oder sie stehen noch nicht für einen großskaligen Betrieb zur Verfügung. Um – für das Erreichen der Klimaschutzziele rechtzeitige – Investitionen in diese neuen Technologien zu ermöglichen, ist eine vorübergehende Förderung von Investitions- und teilweise auch von Betriebskosten notwendig. Auf eine solche Förderung zielt u. a. der aus den Einnahmen des Emissionshandelssystems gespeiste Innovationsfonds auf EU-Ebene ab. Zudem gilt es, über weitere Fördermaßnahmen auf nationaler oder auch Länderebene die Transformation der Industrie ausreichend schnell zu ermöglichen. Eine entsprechende Fördermaßnahme auf Bundesebene ist beispielsweise das Förderprogramm „Dekarbonisierung der Industrie“ zur Förderung von innovativen Projekten mit Modellcharakter für die industrielle Transformation (BMUV, 2021).

Ein weiteres zentrales Instrument sind die geplanten Klimaschutzverträge (KSV). Diese sollen die Mehrkosten klimafreundlicher Prozesse mit Hilfe von Differenzverträgen im Vergleich zu jeweiligen Referenztechnologien abdecken und so zeitnah und zielgenau die Transformation ermöglichen. Bisher ist vorgesehen, durch dieses Instrument die höheren Betriebskosten klimafreundlicher Technologien durch Fördermitteln zu senken (BMWK, 2022b). In der Diskussion ist daneben, über dieses Instrument nicht nur die Betriebskosten neuer und damit noch teurer Technologien zu reduzieren, sondern ggf. auch höhere Investitionskosten abzudecken. Dabei sollten sich die zugrunde liegenden Kriterien vor allem an den langfristigen Einsparungspotenzialen und der Eignung für eine vollständige Klimaneutralität, dem Ausmaß der anfallenden Kosten und dem Grad der Technologieentwicklung orientieren (IN4Climate.NRW, 2021c).

Der Förderbedarf unterscheidet sich dabei entsprechend des Ausmaßes der benötigten Umstellung innerhalb der einzelnen Produktionsprozesse. Erste Berechnungen zu möglichen Förderkosten im Rahmen der KSV gehen beispielsweise von einem gesamten Finanzierungsbedarf von bis zu rund

26 Milliarden Euro bis 2030 aus, um alleine in der Stahlindustrie die notwendige Transformation zur Erreichung der Klimaziele umsetzen zu können. Dies beinhaltet die Implementierung und den Betrieb einer Produktionskapazität per Eisendirektreduktion von 12 Millionen Tonnen pro Jahr im Jahre 2030.<sup>77</sup> Dabei hängt die Entwicklung der Förderkosten auch an mehreren relevanten Faktoren, wie beispielsweise der Verfügbarkeit und Wettbewerbsfähigkeit von klimaneutral erzeugtem Wasserstoff als auch der Ausgestaltung der europäischen CO<sub>2</sub>-Bepreisung und den Maßnahmen zum Schutz vor Carbon Leakage und könnte daher auch deutlich geringer ausfallen (Agora Energiewende, 2021). Bei der Zementindustrie gehen die Berechnungen von Agora Industrie et al. (2022) davon aus, dass der Umstieg auf das Oxyfuel-Verfahren zur Nutzung von CCUS mit einer Gesamtproduktionskapazität von 3 Millionen Tonnen Zementklinker jährlich bis 2030 zu einem Bedarf an Finanzierungszusagen von bis zu 74 Millionen Euro führen könnte. Im Falle der gezielten Nutzung von Biomasse und der dadurch entstehenden Möglichkeit einer umfangreichen CO<sub>2</sub>-Senke könnte der Finanzbedarf auf bis zu 677 Millionen Euro ansteigen. Auch im Fall der Zementindustrie können einzelne Faktoren, wie die Gutschrift der CO<sub>2</sub>-Senkenleistung, die realen Förderkosten entsprechend senken.

Daneben gilt es, die KSV weiterhin mit Maßnahmen und Projekten zur Förderung einer klimaneutralen Energieversorgung zu flankieren und abzustimmen sowie dabei Wettbewerbsverzerrungen möglichst zu vermeiden (IN4Climate.NRW, 2021c). Wichtig ist hierbei, alle für die Transformation notwendigen Prozesse und Technologien mit abzubilden und zu fördern. Bei jenen Prozessen, die noch nicht ausreichend getestet und erforscht sind, benötigt es eine weiterhin gezielte Förderung von Demonstrationsprojekten, u. a. im Rahmen der IPCEI-Projekte. Es ist dabei auch wichtig, die Forschung bei jenen Technologien und Prozesse gezielt zu unterstützen, die für die Transformation notwendig sind, bei denen allerdings noch ein umfangreicher Entwicklungsbedarf besteht. Ein konkretes Beispiel ist hier das chemische Recycling von gemischten Kunststoffabfällen (IN4Climate.NRW, 2020a).

Auch bei dem nötigen Umbau und Neubau industrieller Anlagen sowie der Umstellung einzelner Prozesse besteht die Gefahr, dass langwierige Planungs- und Genehmigungsprozesse die Transformation bremsen oder sogar behindern (Schaefer et al., 2021). Daher sollte eine zielgerichtete Beschleunigung und Vereinfachung der entsprechenden Verfahren angestrebt werden. Dies gilt auch für die Zertifizierung neuer klimafreundlicher Produkte. Dies betrifft u. a. neue Kompositzemente, die durch neue Zusammensetzungen, beispielsweise hohe Anteile calcinierter Tone, den CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Zementindustrie deutlich reduzieren und die im Rahmen des Szenarios S4C-KN bis 2045 eine relevante Rolle für die Minderung der Emissionen der Zementindustrie spielen (vgl. Abschnitt 3.1.3). In diesem Fall zeigen bisherige Erfahrungen, dass sich die notwendigen Zertifizierungsverfahren auf europäischer Ebene über viele Jahre ziehen. Hier gilt es, zukünftig Wege zur Vereinfachung zu finden, um den klimafreundlichen Produkten den Marktzugang nicht zu versperren.

---

<sup>77</sup> Zum Vergleich: Im Jahr 2022 wurden in Deutschland knapp 37 Mio. t Rohstahl produziert (WV Stahl, 2023).

### 4.5.3 Schaffung von Nachfrage

Neben dem Angebot muss auch die Nachfrage nach klimafreundlichen Gütern gezielt unterstützt werden. Dazu gilt es, entsprechende Märkte für treibhausgasneutral hergestellte Grundstoffe (z. B. für CO<sub>2</sub>-freien Stahl) und Produkte zu schaffen, um marktwirtschaftliche Dynamiken in der Industrie anzureizen. In einigen Bereichen besteht bereits ein hohes Interesse an klimafreundlichen Grundstoffprodukten, beispielsweise existiert eine gewisse Nachfrage nach klimaneutral erzeugten Metallen von Seiten der Autoindustrie. Es ist zudem davon auszugehen, dass das Interesse der Konsumenten an klimafreundlichen Produkten zukünftig ansteigen wird. Im Falle der Grundstoffindustrie gelangen die Produkte allerdings nur indirekt zum Endverbraucher, da diese Grundstoffe am Beginn vieler Wertschöpfungs- und Lieferketten stehen. Dies steigert die Notwendigkeit, erhöht allerdings auch die Schwierigkeit, die Information über die in den Endprodukten enthaltenen CO<sub>2</sub>-Emissionen entlang der Wertschöpfungskette transparent zu machen und durch eine gezielte Anreizsetzung die Verarbeitung grüner Vorprodukte gezielt anzuregen, beispielsweise den Einsatz klimafreundlicher Metallerzeugnisse in der Bau- oder Automobilindustrie.

#### *Hervorheben klimaneutraler Produkte*

Daher ist es wichtig, zeitnah einheitliche Definitionen und Standards zu entwickeln, die als Basis sowohl für Kaufentscheidungen von Haushalten und von Unternehmen entlang der Wertschöpfungskette als auch für gezielte Förderungen, Quoten- oder Standardsetzungen durch die Politik dienen können. Dafür sollten zunächst Standards für klimaneutrale (oder „near zero“) und klimafreundliche (oder „low carbon“) Produkte erarbeitet werden, die auf einheitlichen Messmethoden beruhen und möglichst international abgestimmt oder anerkannt sind. Ansätze für eine einheitliche Definition werden auf nationaler Ebene (z. B. von der WV Stahl) und auf internationaler Ebene (IEA, SteelZero/Responsible Steel, First Movers' Coalition) entwickelt. Auf europäischer Ebene liegt mit dem Vorschlag der EU-Kommission für eine Ökodesign-Verordnung zudem ein Instrument vor, welches sowohl die Verfügbarkeit von Informationen über den Umwelt- und CO<sub>2</sub>-Fußabdruck von Produkten erheblich verbessern als auch (Mindest-)Standards für in der EU gehandelte Produkte setzen könnte. Diese Standards könnten im Lauf der Zeit ansteigen, sodass im Jahr 2050 nur noch klimaneutrale Produkte zugelassen werden würden. Diese Standards sollten ebenso für importierte Produkte gelten.

Um dabei die CO<sub>2</sub>-Emissionen einzelner Produkte, inklusive der genutzten Grundstoffe, spezifisch bestimmen und ausweisen zu können, bedarf es umfassender Life-Cycle-Assessment-(LCA)-Ansätze. Dadurch kann eine transparente Ausweisung der Emissionen entlang der Wertschöpfungsketten entstehen. Um die Anwendung solcher LCA-Ansätze zu erleichtern, bietet es sich an, zentrale Datenbanken für den CO<sub>2</sub>-Abdruck einzelner Produkte und deren Zwischenprodukte einzurichten. Dies wird beispielsweise vom niederländischen Infrastrukturministerium genutzt, um die Gesamtkosten (inkl. CO<sub>2</sub>-Kosten) entlang des Lebenszyklus bei öffentlichen Ausschreibungen bewerten zu können (OECD, 2016). Derartige LCA-Ansätze sind allerdings mit einem deutlichen Mehraufwand für Unternehmen und zuständige Behörden verbunden, die für entsprechende Vorgaben oder Kontrollen zuständig wären. Der Vorteil liegt allerdings darin, dass klare Kontrollen des CO<sub>2</sub>-Abdrucks möglich gemacht werden und dadurch die Einhaltung möglicher Vorgaben und Grenzwerte deutlich erleichtert



wird. Zudem können diese Informationen für ein einheitliches Labeling genutzt werden, was den entsprechenden CO<sub>2</sub>-Abdruck auch für Endverbraucher erkennbar macht. Derartige Labels könnten genutzt werden, um die private Nachfrage nach klimafreundlichen Produkten anzureizen oder auch gezielt in die Vorschriften für die öffentliche Beschaffung integriert werden. Durch ein zentrales eindeutiges Labeling können Kunden zudem gezielt über die Vorteile des Produktes informiert und dadurch auch ermächtigt werden, eine informierte Kaufentscheidung zu treffen.

### *Etablierung erster Leitmärkte*

Die beschriebenen Maßnahmen zur Schaffung von Nachfrage helfen dabei, klimafreundliche Produkte auf den Markt zu bringen und ihre Eigenschaften als „grüne“ Produkte auszuweisen. Dies ist ein wichtiger Aspekt, um eine entsprechende Nachfrage nach diesen Produkten zu generieren. Zudem ist davon auszugehen, dass viele klimafreundliche Produkte zumindest in der kurzen und mittleren Frist signifikant teurer sein werden als konventionelle Alternativen. Der Kostenunterschied neuer Produkte sollte über die zuvor beschriebenen Maßnahmen zur Förderung neuer Prozesse, beispielsweise Klimaschutzverträge, zumindest deutlich reduziert werden (vgl. Abschnitt 4.5.2). Da die Produkte der Grundstoffindustrie oft im internationalen Wettbewerb stehen, ist dies auch notwendig für die Umsetzung der angestrebten Transformation bei gleichzeitigem Erhalt der hiesigen industriellen Wertschöpfung. Darüber hinaus bieten die neuen Produkte durch ihre klimafreundliche Erzeugung einen Mehrwert, der zumindest in einigen Fällen die Zahlungsbereitschaft auf Seiten der Nachfrage erhöhen sollte.

Eine zusätzliche Möglichkeit, gezielt die Nachfrage nach grünen Produkten zu stärken und gleichzeitig die Akzeptanz für diese zu erhöhen, wäre die Berücksichtigung dieser Produkte in öffentlichen Ausschreibungen als Teil einer nachhaltigen öffentlichen Beschaffung (Green Public Procurement). Hierbei werden entsprechende Nachhaltigkeitskriterien in die Vergabe öffentlicher Aufträge integriert. Dies kann dabei helfen, erste Leitmärkte für neue grüne Produkte zu schaffen. Seit einigen Jahren wird dieses Instrument in verschiedenen Ländern mit Blick auf unterschiedliche Umwelt- und Nachhaltigkeitsaspekte angewendet und könnte zukünftig stärker gezielt zur Förderung klimaneutraler Grundstoffe genutzt werden (vgl. z. B. OECD, 2013, 2015, 2016). Besonders die öffentlichen Investitionen in Gebäude- und Infrastrukturen stellen einen wichtigen Markt für energieintensive Grundstoffe wie Stahl, Kunststoffe und Zement dar, denn insgesamt vergibt die öffentliche Hand knapp 40 % ihrer Großaufträge im Bausektor (Chiappinelli & Zipperer, 2017).

Mit diesem Instrument der nachhaltigen öffentlichen Beschaffung besteht auch auf Landes- und kommunaler Ebene eine bedeutende Handlungsoption, um die Transformation zu unterstützen und durch die Bereitstellung einer sicheren Nachfrage Investitionsentscheidungen abzusichern. Zusätzlich können durch die gezielte Nutzung neuer klimafreundlicher Produkte im Rahmen öffentlicher Ausschreibung erste Erfahrungen in der Anwendung gesammelt oder Kriterien und Vorgaben erarbeitet werden, die zusätzlich für die Einführung einheitlicher Labels für die private Nachfrage dienen können. Beispielsweise wurde im Rahmen des Baus eines Forschungsgebäudes der Humboldt Universität in Berlin die Anwendung von Recycling-Beton untersucht (btu, 2015). Daher kann mithilfe der nachhaltigen öffentlichen Beschaffung ein signifikanter erster Absatzmarkt für klimafreundliche

Erzeugnisse der Grundstoffindustrie unter Einsatz neuer Produktionsprozesse geschaffen werden, wodurch relativ kurzfristig weitgehende CO<sub>2</sub>-Einsparungen erreicht werden können und zudem eine Vorbildfunktion für weitere Marktteilnehmer erfolgt (Fischer & Küper, 2021).

Aber auch große Unternehmen können bei der Schaffung von „grüner“ Nachfrage eine wichtige Rolle spielen, indem sie zunehmend striktere Vorgaben für die CO<sub>2</sub>-Intensität ihrer Vorprodukte definieren. Über die Relevanz dieser Unternehmen als Nachfrager und Anbieter von Zwischen- und Endprodukten werden viele andere Unternehmen entlang der Wertschöpfungskette dazu gebracht, aktiv an einer Treibhausgasneutralität der eigenen Produktion zu arbeiten.

#### **4.5.4 Unterstützung der Kreislaufwirtschaft**

Schließlich sollten parallel dazu innovative Konzepte und Instrumente entwickelt werden, um Dematerialisierung und verstärkte Kreislaufführung von Stoffen zu fördern. Beispielsweise können ein verstärktes mechanisches und ein ergänzendes chemische Recycling von Kunststoffabfällen umfangreiche Emissionseinsparungen zur Folge haben. Gerade in diesem Bereich sind langfristig Veränderungen in den Wertschöpfungsketten und einhergehende neue Geschäftsmodelle denkbar. Eine verstärkte Kreislaufführung von Stoffen kann somit sowohl zu einer geringeren Umweltbelastung als auch zur Erschließung neuer ökonomischer Potenziale für die heimische Industrie beitragen, beispielsweise im Bereich der Aufbereitung und des Handels von Sekundärrohstoffen. Darüber hinaus kann eine verstärkte Nutzung von Sekundärrohstoffen deutlich zur Energieeinsparung beitragen und durch den einhergehenden niedrigeren Energiebedarf auch eine Versorgung mit erneuerbaren Energien erleichtern. Für einen solchen Transformationsprozess durch die Verknüpfung von Stufen der Wertschöpfungskette weist insbesondere NRW enorme Potentiale auf, da hier – wie in kaum einer anderen Industrieregion Europas – die notwendigen Schlüsselakteure in unmittelbarer Nähe vertreten sind (Wilts et al., 2022).

##### *Entwicklung gezielter Standards und Förderrichtlinien*

Bisher fehlt es jedoch an ausreichenden Anreizen, entsprechende Geschäftsmodelle aufzubauen und stärker auf Sekundärrouten zu setzen – beispielsweise durch verpflichtende Mindestzyklusquoten für konkrete Produktgruppen, um so die Nachfrage nach hochwertig recycelten Sekundärrohstoffen zu steigern (Deutscher Bundestag, 2019). Insgesamt braucht es eine Strukturierung in Politik und Verwaltung, um Wirtschaftskonzepte, Rohstoffsicherung und Umweltwirtschaft zu einer ganzheitlichen Lösung zu verbinden. Daher gilt es, diese Potenziale gezielt zu heben, indem die Kreislaufwirtschaft u. a. in Förderrichtlinien für die Industrietransformation aufgenommen wird und auch in diesem Bereich konkrete Vorgaben und Kennzahlen als Ziel ausgegeben werden, damit sich die Unternehmen daran orientieren können.

Für eine deutliche Verbesserung der Kreislaufführung von Stoffen ist eine umfassende Digitalisierung einzelner Prozesse notwendig, um die Abfallbehandlung und effiziente Nutzung von Sekundärrohstoffen zu optimieren. Auch bietet sich die Einführung eines digitalen Produktpasses an, wie er zurzeit auf europäischer Ebene diskutiert wird. Der Produktpass wäre ein Weg, um das Problem

fehlender Informationen über Materialeigenschaften und Rezyklierbarkeit zu verbessern. Ein weiterer Ansatzpunkt ist die notwendige Entwicklung von Standards und Normen, die zu einer erheblichen Reduktion von Transaktionskosten zur Realisierung zirkulärer Wertschöpfung beitragen könnten: In vielen Bereichen existieren noch keine industrieweit einheitlichen Vorgaben z. B. für die Qualität von Recyclingprozessen oder die konkreten Eigenschaften von Sekundärrohstoffen (DIN, 2022).

#### *Vorhandene Potenziale heben*

Gerade im Bereich des chemischen Recyclings von Kunststoffen bestehen umfassende Potenziale, um Treibhausgasemissionen einzusparen – wenn dadurch Kunststoffabfälle der einmaligen energetischen Verwertung entzogen und daraus wieder Grundstoffe für die chemische Industrie gewonnen werden können (siehe dazu auch die Analysen in Abschnitt 3.1.2). Trotz weiteren F&E-Bedarfs in einigen Bereichen sind die technischen Grundlagen dazu im Prinzip heute bereits vorhanden (IN4Climate.NRW, 2020a). Sie benötigen aber derzeit noch sehr polyolefinhaltige Abfallfraktionen, deren Verfügbarkeit für ein chemisches Recycling begrenzt ist.

Zukünftig bedarf es auch einer gezielten Nutzung neuer Kohlenstoffkreisläufe. Erstens wird Kohlenstoff auch zukünftig in verschiedenen Anwendungen als Grundstoff benötigt werden und zweitens werden in einigen Prozessen weiterhin entsprechende Emissionen entstehen, die es abzufangen, einzuspeichern und in einigen Fällen erneut zu nutzen gilt.<sup>78</sup> Dazu wird neben der Förderung geeigneter Technologien auch einer entsprechenden Transportinfrastruktur benötigt. Zudem muss der regulatorische und rechtliche Rahmen angepasst werden, um die Abscheidung und Nutzung von Kohlenstoffmengen überhaupt zu ermöglichen (IN4Climate.NRW, 2021a). Auch für die Umsetzung eines solchen umfassenden Verständnisses geschlossener Stoffkreisläufe durch einen Mix unterschiedlicher technischer Ansätze und regulativer Vorgaben bietet NRW optimale Voraussetzungen.

---

<sup>78</sup> Siehe Abschnitt 4.3 für eine kritische Einordnung der Potenziale der inländischen Nutzung von CO<sub>2</sub> in einem klimaneutralen Energiesystem.

## 5 Fazit

Das in diesem Bericht vorgestellte Szenario S4C-KN beschreibt einen möglichen Entwicklungspfad zur Erreichung von Klimaneutralität in Deutschland bis zum Jahr 2045. Es widmet sich dabei insbesondere und intensiver als die meisten anderen vorliegenden Klimaschutzszenarien den Herausforderungen der Grundstoffindustrien im Kontext der Transformation des Energiesystems zur Klimaneutralität. Dazu wurden vor allem die Transformationspfade für die Branchen Stahl, Zement und Grundstoffchemie im Rahmen des Forschungsprojekts SCI4climate.NRW intensiv mit Unternehmens- und Branchenvertreter\*innen diskutiert. Zudem berücksichtigt das vorliegende Szenario als eines der ersten umfassenden Szenarien die von der aktuellen Bundesregierung im Jahr 2022 deutlich angehobenen Ausbauziele für die erneuerbaren Energien und die möglichen Auswirkungen der aktuellen Energie(preis)krise auf den Stromerzeugungsmix im Jahr 2025.

Das Szenario S4C-KN zeigt, wie auch mehrere im Jahr 2021 veröffentlichte Klimaschutzszenarien, dass die bestehenden Treibhausgasreduktionsziele der Bundesregierung unter Verwendung bestehender bzw. kurz vor der Marktreife stehender Technologien erreicht werden können. Dies gilt insbesondere auch für die hier vertieft analysierte Grundstoffindustrie, die bei einem weitgehenden Erhalt der Grundstoffproduktion am Standort Deutschland langfristig zum Vorreiter für Emissionsminderungen werden und noch vor 2045 sogar netto-negative CO<sub>2</sub>-Emissionen generieren kann.

Werden die deutlich angehobenen Ausbauziele für die erneuerbaren Energien erreicht, so könnten unter Umständen die gesetzlichen Klimaziele für Deutschland im Zeitraum zwischen 2030 und 2040 sogar übertroffen werden. Dabei unterstellt das Szenario – abgesehen von Verschiebungen in der Verkehrsmittelwahl im Personenverkehr sowie moderater Veränderungen im Bereich Ernährung – keine Veränderungen in Richtung „suffizienterer“ Lebensstile.<sup>79</sup>

Für die anstehende Transformation der deutschen Industrie, deren Analyse den wesentlichen Schwerpunkt der vorliegenden Studie ausmacht, können aus dem Szenario S4C-KN, den Vergleichen mit anderen aktuellen Klimaschutzszenarien sowie den Schwerpunktanalysen in Kapitel 4 insbesondere die folgenden Erkenntnisse abgeleitet werden:

- Es ist technisch möglich, bis 2045 die Klimaneutralität der deutschen Industrie zu erreichen. Ein vermutlich verbleibender Rest an industriellen Treibhausgasemissionen könnte durch eine moderate Nutzung von nachhaltig erzeugter Biomasse in Industrieanlagen und eine anschließende geologische Speicherung des entstehenden CO<sub>2</sub> (über-) kompensiert werden.

---

<sup>79</sup> Sollte es gelingen, genügsamere Lebensstile (z. B. in der Form kleinerer Wohnflächen oder eines stärker reduzierten Fleischkonsums) zukünftig deutlich breiter in der Gesellschaft zu verankern, so wäre allerdings ein kostengünstigeres, ressourcenschonenderes und gegebenenfalls auch schnelleres Erreichen von Klimaneutralität möglich.

- Die Transformation der Industrie wird sehr bedeutende Mengen an grünem Strom erfordern. So steigt im Szenario S4C-KN alleine die direkte Stromnachfrage des Industriesektors (d. h. ohne Strom für die Dampf- und Wasserstoffherzeugung) zwischen 2018 und 2045 um 36 % (+ 80 TWh/a). Der Anteil von Strom am Endenergiebedarf der Industrie wächst von derzeit rund 30 % auf knapp über 50 % im Jahr 2045. Ein gegenüber den vergangenen Jahren massiv beschleunigter Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist daher eine zentrale Voraussetzung insbesondere für eine erfolgreiche Transformation des Industriesektors.
- Zusätzlich werden im Jahr 2045 im Szenario S4C-KN rund 80 TWh Wasserstoff im Industriesektor benötigt. Dieser Wasserstoff wird annahmegemäß bis dahin vollständig auf Basis erneuerbarer Energien bereitgestellt werden, also „grün“ sein. Dieser Bedarf an Wasserstoff für die Industrie ist im Vergleich zu anderen vorliegenden Klimaschutzszenarien relativ gering, was daran liegt, dass im Szenario S4C-KN angenommen wird, dass wichtige aus Wasserstoff erzeugte Grundstoffe wie Methanol, Naphtha und zum Teil auch Eisenschwamm importiert werden. Der entsprechend moderatere Wasserstoffbedarf der Industrie wird wahrscheinlich inländisch sowie innereuropäisch über entsprechende Pipelines bereitgestellt werden können, ein überseeischer Import von Wasserstoff mit Schiffen wird folglich in diesem Szenario nur eine kleine Rolle spielen.
- Bezüglich der Technologien und Prozesse, die für eine klimaneutrale Stahlerzeugung und Zementproduktion in Deutschland zukünftig benötigt werden, gibt es gegenwärtig in der Wissenschaft und den jeweiligen Branchen relativ breit geteilte Vorstellungen, die sich auch im Szenario S4C-KN widerspiegeln. So wird z. B. erwartet, dass die Primärstahlerzeugung schrittweise von der Hochofen-Konverter-Route auf eine wasserstoffbasierte Direktreduktionsroute transformiert wird, während der Anteil der Sekundärstahlerzeugung gegenüber heute zumindest moderat erhöht werden wird. In der Zementindustrie wird ein breiter Einsatz der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung – zusammen mit anderen, vor allem auf einen verringerten Klinkerbedarf abzielenden Strategien – eine zentrale Option zur weitgehenden Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen sein.
- Unschärfer ist hingegen das Bild einer zukünftigen Kohlenwasserstoffwirtschaft, was v. a. die weitere Entwicklung der Petrochemie und des Raffineriesektors betrifft. Die Analysen in der vorliegenden Arbeit zeigen verschiedene mögliche Wege einer zukünftigen Führung von Kohlenstoff-Flüssen auf, die sich sowohl im Hinblick auf die Rolle fossiler Kohlenstoffträger als auch im Hinblick auf die Einbeziehung des Auslandes in die Kohlenstoffkreisläufe unterscheiden. Die explorativ angelegten Arbeiten in der vorliegenden Studie sind darauf angelegt, eine gut informierte Debatte zu ermöglichen und Entscheidungen auf Unternehmens- und auf politischer Ebene darüber anzustoßen, welche Rolle fossile und grüne Kohlenstoffquellen zukünftig haben können und inwieweit eine sehr weitgehende Schließung von Kohlenstoffkreisläufen sinnvoll ist.
- Die Analyse der verschiedenen Szenarien zur Bereitstellung von Kohlenwasserstoffen verdeutlicht die „Daseinsberechtigung“ unterschiedlicher Varianten, zeigt aber auch die Risiken auf, die eine Verlängerung des fossilen Zeitalters im Sinne einer „fossilen Feedstock-Raffinerie“ im Hinblick auf Kosten, Akzeptanz und Erreichung der Klimaschutzziele mit sich bringen würde.

Das hier entwickelte Szenario S4C-KN sowie der Vergleich mit anderen aktuellen Klimaschutzszenarien verdeutlichen, dass zur Erreichung der gegenwärtigen klimapolitischen Ziele Deutschlands großer politischer Handlungsbedarf besteht, nicht zuletzt in Hinblick auf den Industriesektor. Politik und Industrie sind gefordert, entlang der vorliegenden Pfade gemeinsame Umsetzungsstrategien und entsprechende Politikinstrumente zu entwickeln, die es der Industrie ermöglichen, die erforderlichen Investitionen vorzunehmen und Märkte für klimaneutrale Produkte zu erschließen. Neben dem dafür notwendigen Mix an Politikinstrumenten sticht die großmaßstäbliche und schnelle Bereitstellung erneuerbarer Energie zu für die Industrie tragbaren Kosten als eine zentrale Voraussetzung der sektoralen Klimaneutralitätspfade hervor.

Eine weitere zentrale Voraussetzung der sektoralen Klimaneutralitätspfade insbesondere in der mineralischen Industrie, der chemischen Industrie und der Stahlindustrie ist der Aufbau einer CO<sub>2</sub>-Infrastruktur, die die Möglichkeit bietet, an den Industriestandorten abgeschiedenes CO<sub>2</sub> einer geologischen Speicherung zuzuführen. Ein solche Infrastruktur ist auch für die im Szenario S4C-KN unterstellte Realisierung „negativer“ Emissionen durch die Verbrennung von Biomasse in Industrieanlagen und die anschließende Abscheidung und geologische Speicherung des entstehenden CO<sub>2</sub> (BECCS) essentiell. Sollte der Aufbau der CO<sub>2</sub>-Infrastruktur unvollständig bleiben, oder aber die (ambitionierten) Ziele des Bundes-Klimaschutzgesetzes bei der Erschließung von natürlichen CO<sub>2</sub>-Senken bis 2045 nicht erreicht werden können, so müssten für das Erreichen von Klimaneutralität negative Emissionen auf anderem Wege realisiert werden. Dies könnte bedeuten, dass – wie in vielen anderen vorliegenden Klimaschutzszenarien – zusätzlich auf eine direkte Luftabscheidung („Direct Air Capture“, DAC) und anschließende geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> gesetzt werden müsste, mit entsprechenden zusätzlichen Kosten, Energieaufwänden und Flächenbedarfen.

Im Vergleich zu den im Jahr 2021 veröffentlichten Klimaschutzszenarien für Deutschland zeigt das hier vorliegende Szenario S4C-KN in diesem Kontext auf, welche Rolle das Erreichen der von der aktuellen Bundesregierung im Jahr 2022 angehobenen Wind- und PV-Ausbauziele spielen könnte. Wenn gleichzeitig insbesondere im Gebäudesektor die vorhandenen Effizienzpotenziale in den nächsten Jahren deutlich konsequenter erschlossen werden als in der Vergangenheit, dann

- könnten die im Bundes-Klimaschutzgesetz festgeschriebenen Treibhausgasminderungsziele für die Jahre 2030 und 2040 sogar übererfüllt werden,
- könnte zudem der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung im Jahr 2030 bereits bei deutlich über 80 % liegen und
- könnte mehr als die Hälfte des (hier u. a. aufgrund des hohen verfügbaren Stromangebots im Vergleich zu anderen Szenarien moderat eingeschätzten) zukünftigen Wasserstoffbedarfs durch inländische Erzeugung gedeckt werden, die auf Strom aus heimischen erneuerbaren Energien zurückgreift.

Sollten die ambitionierten Ziele der Bundesregierung beim Ausbau der erneuerbaren Energien nicht erreicht werden oder die Energieeffizienzfortschritte weiterhin deutlich hinter dem technischen Potenzial zurückbleiben, so könnten die Treibhausgasreduktionsziele ggf. dennoch erreicht werden, indem Strom oder größere Mengen an Wasserstoff bzw. Wasserstoffderivaten importiert werden –

mit allerdings entsprechend größeren Abhängigkeiten vom Ausland und einhergehenden Unsicherheiten sowie einer reduzierten heimischen Wertschöpfung.

Aufgrund der diversen – und durch die aktuelle Situation infolge des russischen Angriffskriegs in der Ukraine noch einmal offensichtlicher gewordenen – Vorteile eines deutlich beschleunigten Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Realisierung von Effizienzpotenzialen sollten auf europäischer, Bundes- und Länder-Ebene konsequente politische Maßnahmen in diese Richtung verfolgt werden. Gleichzeitig sollte berücksichtigt werden, dass auch bei entsprechender politischer Priorisierung eine Unsicherheit verbleibt, ob der Ausbau der erneuerbaren Energien tatsächlich so schnell wie geplant vorangebracht werden kann und die Effizienzfortschritte entsprechend der Annahmen im Szenario S4C-KN realisiert werden können. Diesen Unsicherheiten sollte durch politische Entscheidungen Rechnung getragen werden, indem beispielsweise frühzeitige Partnerschaften mit potenziellen Erzeugerländern von grünem Wasserstoff und Derivaten aufgebaut werden und die technische sowie sozio-ökonomische Forschung und Entwicklung in Anlagen zur direkten Luftabscheidung unterstützt werden.

Neben den erwähnten offenen Fragen zu zukünftigen Entwicklungen in der Petrochemie und den Raffinerien gibt es zudem weitere Fragen zu einzelnen Elementen der Industriesystemtransformation, die noch weitgehend offen sind. Zu diesen Fragen gehören die folgenden:

- Wie viel Grundstoffproduktion wird zukünftig noch in Deutschland erfolgen? Werden zukünftig (ggf. klimaneutral hergestellte) Grundstoffe verstärkt importiert werden?
- Wie weit können die Recyclingraten bei verschiedenen Grundstoffen zukünftig erhöht werden und welche Maßnahmen sind für erhöhte Recyclingraten von besonders hoher Bedeutung?
- Wie kann ein zukünftiges CO<sub>2</sub>-Pipelinennetz aussehen und schrittweise aufgebaut werden?
- Welche Rolle werden zukünftig Verfahren zur Nutzung von abgeschiedenem CO<sub>2</sub> (CCU) spielen und inwieweit werden diese auch innerhalb Deutschlands umgesetzt werden?
- Welche Rolle kann und sollte Biomasse als Feedstock und Energieträger zur Bereitstellung von Hochtemperaturwärme in der Industrie einnehmen?
- Wie flexibel kann ein zukünftiges Industriesystem in Deutschland produzieren, um den Volatilitäten im Energiemarkt und auf der Rohstoff- und Absatzseite (oder in der Logistik) zu begegnen?

Diese offenen Fragen sollten im Rahmen zukünftiger Forschung zur Industrietransformation adressiert werden, um die damit zusammenhängenden Unsicherheiten für Politik und Industrie soweit wie möglich zu reduzieren.

## Anhang – Darstellung der verwendeten und in Entwicklung befindlichen Modelle

### I Übersicht über verwendete Modelle

Für die Erstellung des Szenarios S4C-KN wurde die in Abbildung 51 dargestellte WISEE-Modellfamilie genutzt. Die Modellfamilie teilt sich ein in ein integriertes Modellsystem zur Modellierung der Energiebereitstellung (ESM) sowie verschiedene Modelle bzw. Modellsysteme zur Modellierung der Nachfragesektoren (EDM). Sämtliche Modelle und Modellsysteme werden unten ausführlicher dargestellt.

Die Modellierung der Energienachfrage und -bereitstellung erfolgte in einem iterativen Prozess, in dem die Gesamtsystementwicklung mehrmals sektorübergreifend abgeglichen und angepasst wurde. Mittels der EDM-Modelle wurde zunächst die Nachfrage nach Energie (Strom, Wasserstoff, Wärme) sowie die THG-Emissionen der Nachfragesektoren errechnet und daraus ein Emissions-Limit für das optimierende Modellsystem ESM abgeleitet. Das HEAT-Modellsystem ermittelte darüber hinaus installierte Kapazitäten von Wärmepumpen und Klein-KWK-Anlagen im Zeitverlauf als weiteren Input für das ESM. Basierend darauf erfolgte jeweils die Modellierung der Bereitstellung der nachgefragten Energie mittels des ESM. Die industrielle Dampfbereitstellung wurde ebenfalls mittels des ESM im Rahmen der Berechnung der Energiebereitstellung modelliert und die mit der Dampfbereitstellung verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen an das EDM-Industry zurückgespielt, so dass diese bilanziell der Industrie zugeordnet werden konnten.

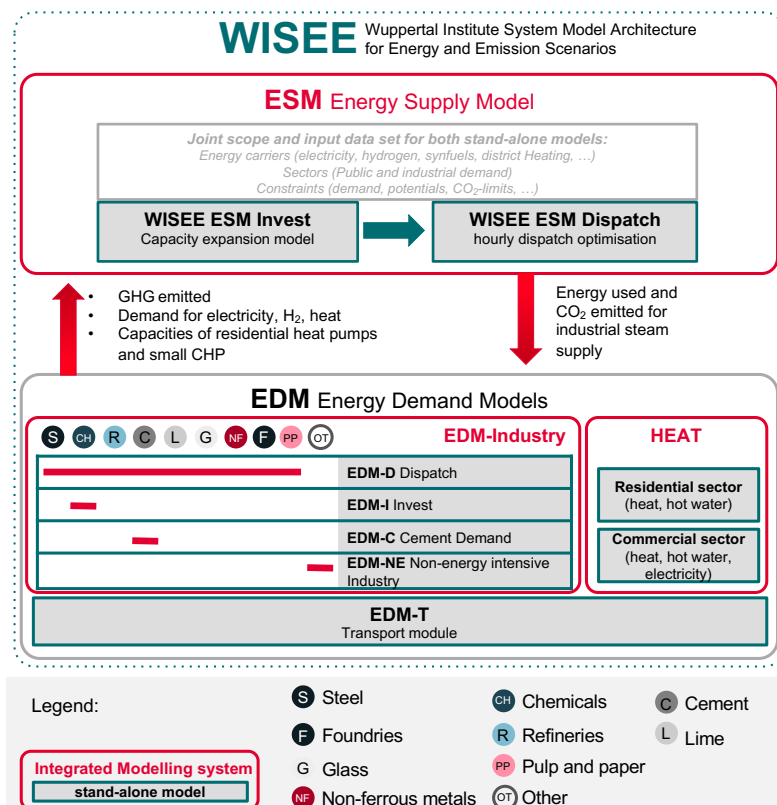


Abbildung 51: Übersicht über die WISEE-Modellfamilie



## II ESM – Energiebereitstellung

Das Energie-Angebots-Modell (engl. Energy Supply Model, ESM) berechnet den kostenoptimalen Ausbau und Einsatz von Energieerzeugern, Infrastrukturen und Sektorkopplungstechnologien (z. B. Elektrolyseure oder Wärmepumpen) zur Deckung vorgegebener Energiebedarfe. Bedarfe können aus dem Energie-Nachfrage-Modell übernommen, wie hier geschehen, oder auch extern (z. B. aus bestehenden Energieszenarien) vorgegeben werden.

Das ESM kann die Versorgung mit verschiedenen Energieträgern und Stoffen wie Elektrizität, Wärme, Wasserstoff, CO<sub>2</sub> oder anderen Stoffströme abbilden. Dabei kann flexibel eingestellt werden, welche dieser Energieträger bzw. Stoffe berücksichtigt werden sollen. Für das Szenario S4C-KN wurden dabei Strom, Wasserstoff, Fern- und Industriewärme modelliert. Für jeden gewählten Energieträger bzw. Stoff können Erzeuger, Transport- und Speicherinfrastrukturen sowie Sektorkopplungstechnologien dargestellt werden. Die folgende Aufzählung der Modellkomponenten ist beispielhaft, der Modellumfang kann je nach untersuchter Forschungsfrage angepasst oder erweitert werden.

Tabelle 20: Beispielhafte Aufzählung der Modellkomponenten des ESM

Erzeugungseinheiten	Sektorkopplungstechnologien
Erneuerbare Energien (PV, Wind, ...)	Elektrolyseanlagen
Konventionelle Kraftwerke	Wärmepumpen und Elektrodenkessel
Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen	Methanisierungs- und Syntheseanlagen
...	...
Transport- und Speicherinfrastrukturen	Weitere Komponenten
Strom- und Gasübertragungskapazitäten	Lasten
Stromspeicher (Pumpspeicher, ...)	Importe von Energieträgern und Stoffen
Wärmespeicher in Fernwärmenetzen	Lastmanagement („load shifting“)
...	...

Das Modell besteht aus zwei Modulen: Dem Ausbau- bzw. Invest-Modul und dem Einsatz- bzw. Dispatch-Modul. Das Invest-Modul berechnet den notwendigen Zubau an Erzeugungs-, Transport und Konversionskapazität in den nächsten Jahrzehnten, das Dispatch-Modul den unterjährigen Einsatz der Systemkomponenten. Beide Module arbeiten mit einer Optimierung, deren Zielfunktion die Minimierung der Kosten ist. Berücksichtigt werden dabei Investitions-, CO<sub>2</sub>-, Brennstoff- und Betriebskosten. CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzen und Potenzialbegrenzungen werden als Randbedingungen vorgegeben.

Im Invest-Modul werden die Stunden eines Jahres aggregiert, um die Modellkomplexität trotz der hohen Vorausschau von mehreren Jahrzehnten handhabbar zu halten. Ergebnisse des Invest-Moduls sind die in jedem Jahr installierten Erzeugungs-, Transport-, Speicher- und Konversionsanlagen sowie die damit einhergehenden Investitionskosten.

Das Dispatch-Modul übernimmt die installierten Kapazitäten aus dem Invest-Modul und optimiert deren Einsatz unterjährig in stündlicher Auflösung. Ergebnisse dieses Moduls sind die Erzeugungsmengen und Zeitverläufe des Einsatzes der verschiedenen Technologien, Brennstoff-, CO<sub>2</sub>- und Betriebskosten und die resultierenden CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Die wesentlichen Ein- und Ausgangsgrößen sind in der nachfolgenden Tabelle 21 zusammengefasst.

Tabelle 21: Wesentliche Ein- und Ausgangsgrößen des ESM

Eingangsgrößen		Ergebnisgrößen	
CO <sub>2</sub> -Obergrenzen		<b>Invest-Modul</b>	
Erneuerbare-Energien-Potenzialgrenzen		installierte Leistungen (von Erzeugungs-, Transport-, Speicher- und Konversionsanlagen)	
Energiebedarfe (Elektrizität, Wärme, Wasserstoff)		Investitionsaufwendungen	
Zeitverläufe der Energiebedarfe		<b>Dispatch-Modul</b>	
spezifische Investitionskosten		Einsatz der Komponenten in stündlicher Auflösung	
Brennstoffpreise		resultierende Erzeugungsmengen	
Betriebskosten		resultierende Einsatzkosten	
Kraftwerkspark im Ist-Zustand		resultierende CO <sub>2</sub> -Emissionen	

Folgende Datenquellen werden für das ESM genutzt:

- Energiebedarfe entsprechend Energy Demand Model (EDM)
- bestehender deutscher Kraftwerkspark blockscharf aus der WI-Kraftwerksdatenbank
- historische elektrische Grenzkuppelkapazitäten basierend auf ENTSO-E-Daten
- Annahmen zur Entwicklung der Grenzkuppelkapazitäten basierend auf e-Highway-Szenario 100%RES und dena-Szenario KN100
- Erzeugungszeitreihen für erneuerbare Energien in verschiedenen Wetterjahren gemäß PyPSA-EUR
- Lastverläufe entsprechend ENTSO-E TYNPD 2018
- Entwicklung der Kosten für Investitionen, Brennstoffe, CO<sub>2</sub> und O&M entsprechend eigener Annahmen oder externer Szenarien wie z. B. des „World Energy Outlook“ der IEA, oder der *dena-Leitstudie* „Integrierte Energiewende“.
- Annahmen zu Lebensdauern verschiedener Technologien

### III Modellierung der Nachfragesektoren der privaten Haushalte und Gewerbe, Dienstleistungen, Handel (GHD)

Innerhalb der Nachfragesektoren der privaten Haushalte und des GHD-Sektors kamen im Wesentlichen zwei Modelle zum Einsatz:

Der Wärmebedarf (Raumwärme, Warmwasser) der privaten Haushalte sowie die Wärmenachfrage der GEG-relevanten Nicht-Wohngebäude wurden mit dem WI-eigenen EDV-System ‚HEAT‘ (Household Energy and Appliances modelling Tool) berechnet, welches der Projektion, Bilanzierung sowie des Emissions- und Energie-Monitorings im privaten Haushaltssektor sowie der Raumwärme für den Gebäudeenergiegesetz-relevanten Nichtwohn-Gebäudebereich dient.<sup>80</sup>

Für die restlichen Anwendungen (Kraft, Prozesswärme usw.) im GHD-Sektor kam ein Bottom-up Modell auf Basis von Betriebskennzahlen (Beschäftigte) und Energie-Intensitäten zum Einsatz. Die Entwicklung der Stromnachfrage für Geräte der privaten Haushalte wurde aus der Literatur entnommen (BDI et al., 2018).

#### *Modell Wärmenachfrage der privaten Haushalte - Modellsystem HEAT (Gebäudemodellierung)*

Für die Berechnung des Wärmebedarfs der privaten Haushalte enthält das HEAT-Modellsystem eine Bauteil- und U-Wert-spezifische Modellierung des Gebäudebestandes Deutschlands. Der betrachtete Gebäudebestand ist in 64 Gebäudetypen unterteilt und berücksichtigt allein auf der Nutzenergieseite bis zu 400 gebäudeseitige Einsparmaßnahmen, die detailliert in Bezug auf ihre energetischen Auswirkungen, ihre Materialeinsätze sowie ihre Sanierungskosten modelliert werden. Zusätzlich werden Einsparmaßnahmen im Heizungs- und Warmwasserbereich abgebildet.

Die Bilanzierung der Nutz- und Endenergie erfolgt in unterschiedlichen Modellierungsstufen (s. Tabelle 22). Auf der ersten Stufe werden die Wohnflächenbedarfe mittels eines demografischen Wohnraum-Modells, danach auf der zweiten Stufe die spezifischen Nutzenergiebedarfe unter Verwendung eines Wärmebedarfsplanungs-Moduls ermittelt. Dazu werden die spezifischen Energiekennwerte (kWh/m<sup>2</sup>) je Bauteil anhand der Bauteilbeschaffenheit und den zuvor gebildeten Gebäudetypen (nach Größen- und Altersklassen differenziert) berechnet.

Die somit gewonnenen Energiekennwerte werden in einem weiteren Schritt mit den räumlichen statistischen Wohnflächen (je Gebäudetyp) zu den Nutzenergiebedarfen bzw. der Nutzenergiebilanz verrechnet.

Über eine Datensammlung von zur Verfügung stehenden bzw. potenziell in der Zukunft bestehenden Heizungsanlagen-Systemen und deren spezifischen Kennwerten (Nutzungsgrade) sowie einer zeitlich gestaffelten Technik-Verteilung werden die Endenergieverbräuche bzw. die Endenergiebilanz berechnet.

---

<sup>80</sup> Das Modell umfasst zudem ein differenziertes Modul zur Berechnung des Strombedarfs von Haushaltsgeräten. Die Projektion des Haushalts-Geräte-Strombedarfs wurde für das Szenario S4C-KN jedoch aus einer externen Quelle übernommen.

Tabelle 22: Methodik der Energiebilanzierung im Gebäudebereich der privaten Haushalte (HEAT-Daten & Bilanzierungsstruktur)

	Bestandsgebäude	Neubau
<b>Bilanzebene ENERGIEDIENSTLEISTUNG</b>		
Wärmebedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>Festsetzung des Komfort-Niveaus durch Innenraum-Temperaturen in der Heizsaison</li> <li>Analyse der zukünftigen Wetter-/Temperatur-Bedingungen in der Wohnungsmarktregion anhand der Gradtagzahlen</li> </ul>	
Demographie	Abschätzung der demografisch bedingten Neubaunachfrage für die Wohnungsmarktregionen	
<b>Bilanzebene GEBÄUDE/QUARTIERE</b>		
Gebäude-Typen	<u>Strukturklasse nach Baualtersklassen</u>  (bis 1918, 1919 bis 1948, 1949 bis 1957, 1958 bis 1968, 1969 bis 1978, 1979 bis 1983, 1984 bis 1994, 1995 bis 2001, 2002 bis 2014, 2016 bis 2019)  <u>Größenklassen</u> (EFH / MFH / GMFH / HH)	<u>Strukturklasse nach Baualtersklassen (ab 2016)</u>  sowie Größenklassen EFH, MFH, GFH
Technik-Verteilung	<b>(Technik-)Verteilung</b> im Betrachtungsraum (Wohnflächen in m <sup>2</sup> und Gewerke-Flächen in m <sup>2</sup> )	
Spezifische Kennwerte	<b>Spezifische Kennwerte (U-Werte)</b> von Gewerken (Außenwand, Dach, Fenster, Keller)	
<b>Bilanzebene NUTZENERGIE</b>		
Technik-Verteilung	Nutzenergie nach Gebäudetypen (Technik-)Verteilung der Heizungssysteme	
Spezifische Kennwerte	Spezifischen Kennwerte der Heizungssysteme [kWh <sub>End</sub> /kWh <sub>Nutz</sub> ]	
<b>Bilanzebene ENDENERGIE</b>		
Endenergie nach Technikverteilung (Heizsystem)		

### Modell Verbrauchssektor GHD

Am Anfang der Modellierungsschritte im Modellsystem des Verbrauchssektors GHD werden unterschiedliche Verbrauchsgruppen gebildet, anhand derer die Entwicklung und deren Energiebedarfe abgeleitet werden. Dabei orientiert sich das GHD-Modell an der für Deutschland typischen Branchenstruktur sowie an der Energiebilanz für Deutschland (AGEB 2020) und der Anwendungsstruktur<sup>81</sup>.

<sup>81</sup> Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) Karlsruhe, München, Nürnberg, Februar 20–5 - Strukturierung des GHD-Sektors auf Gruppen- und Splitzebene mit Zuordnung nach WZ 2008 sowie AG Energiebilanzen (Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland).

Als Leit-Parameter zur Berechnung des zukünftigen Energiebedarfes wurden sog. Betriebskennzahlen (BKZ) gebildet, die die Wachstumsdynamiken einer Branche widerspiegeln. Die Zahl der Beschäftigten ist dabei der signifikante Leitwert für alle Anwendungen – im Falle der Raumwärme der GEG-relevante, beheizte Raum in m<sup>2</sup>. Bei der Berechnung der Nutz- und Endenergiebedarfe der Raumwärme im Nachfragesektor GHD wird analog zur Methodik für die Berechnung der Raumwärme für die privaten Haushalte (siehe Erläuterungen zum HEAT-Modell oben) vorgegangen.

Der Bildung und Berechnung der Energie-Intensitäten [kWh/BKZ] kommt eine besondere Rolle zu. Zum einen wurden sie aus den statistischen Daten der Energiebilanzierung rückwirkend gebildet, zum anderen wurden sie über die Betriebskennzahlen (Beschäftigte und beheizter Raum) für die Abschätzung der zukünftigen energetischen Verbräuche herangezogen. Dadurch lässt sich die Nutzenergie nach Branchen und Anwendungen berechnen.

Tabelle 23: Methodik der Energiebilanzierung im Nachfragesektor GHD

Branchen-Struktur	Betriebs-Kennzahl (BKZ)	Anwendungen	Inten-sitäten	Bilanzebene	Technik-Verteilung	Spezifi-sche Kenn-werte	Bilanzebene
Landwirtschaft/ Gärtnereien	<b>GEG-relevante beheizte Flächen</b> (Raum-wärme)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Beleuchtung</li> <li>• Bürogeräte (IKT)</li> <li>• Kühlung</li> <li>• Sonstige Prozesswärme</li> <li>• Kraft</li> <li>• Bauwirtschaft</li> <li>• Sonder-verkehr</li> <li>• Lüftung/ Klimatisierung</li> <li>• Raumwärme</li> </ul>	<b>Intensitäten</b> in kWh/BKZ (kWh/m <sup>2</sup> )	<b>Nutzenergiebilanz</b> nach Branche, Anwendung	Verteilung der Anteile von GHD-Erzeugungsanlagen (in den Szenarien)	Nutzungsgrade der GHD-Erzeugungsanlagen	<b>Endenergie-Bilanz</b> nach Branche und Energieträger (bzw. Versorgungs-/Bereitstellungstechnik)
Gesundheitswesen							
Handel							
Industrielle Kleinbetriebe/ Handwerk							
Kreditinstitute							
Öffentliche Verwaltung/ Sozialversicherung							
Unterrichtswesen							
Verkehr/ Nachrichtenüber-mittlung							
Bau							
Sonst. private Dienstleistungen (Gemeinschafts-anlagen)							

Der Modellierungsschritt zur Berechnung der Endenergie im GHD-Sektor ist dabei analog zur Berechnung der Raumwärme privater Haushalte. Über eine Datensammlung von zur Verfügung stehenden bzw. potenziell in der Zukunft bestehenden Umwandlungssystemen und deren spezifischen Kennwerten (Nutzungsgrade) sowie einer branchenspezifischen und sich im Zeitverlauf verändernden Technik-Verteilung werden die Endenergieverbräuche bzw. die Endenergiebilanz berechnet.

#### IV EDM-Industry

Das Modellsystem EDM-Industry dient der Analyse möglicher Zukünfte eines industriellen Produktionssystems sowie der Ableitung von aus technischer Sicht konsistenten Pfaden dorthin, ausgehend vom heutigen Produktionssystem. Das EDM-Industry ist ein Bottom-up-Modell der Industrieproduktion. „Bottom-up“ bedeutet dabei, dass aggregierte Größen wie z. B. die CO<sub>2</sub>-Emissionen der gesamtdeutschen Stahlindustrie aus Eigenschaften und Aktivitätsgrößen (i. d. R. physische Produktionsmengen) der im Modell hinterlegten Einzelanlagen abgeleitet werden.

Die Datenbank des EDM-Industry umfasst Produktionsanlagen aus den in der folgenden Tabelle aufgeführten Sektoren für die angegebene geographische Abdeckung:

Tabelle 24: Geografische Abdeckung der Produktionsanlagen nach Sektoren im Modell EDM-Industry

EU-27 + 3	Zusätzlich für Deutschland
Eisen- und Stahlherstellung	Papier und Pappe
Grundstoffchemie (80 Produkte)	Nicht-Eisen-Metalle (Aluminium, Zink, Kupfer, Blei)
Raffinerien	Zement und Kalk
	Glas

Die Technologie-, Prozess- und Standortdatenbank des EDM-Industry umfasst:

- **Ca. 800 Produktionsstandorte** in Europa. Diese sind mit GIS-Daten hinterlegt und den EU-Mitgliedsstaaten sowie verschiedenen NUTS-Ebenen zugeordnet. Die Verknüpfung von Standorten der chemischen Industrie sowie von Raffinerien durch Pipelines ist ebenfalls in der Datenbank hinterlegt. Des Weiteren können die (zukünftigen) Zeitpunkte eines Anschlusses von Standorten an eine CO<sub>2</sub>- bzw. H<sub>2</sub>-Infrastruktur (szenarioabhängig) spezifiziert werden.
- **Ca. 200 Technologien** (z. B. Hochofen, Steamcracker, Drehrohrofen) mit ihren jeweiligen spezifischen Energiebedarfen (differenziert nach 25 Energieträgern), prozessbedingten Emissionen, ausgewählten stofflichen Inputs sowie typischen technischen Lebensdauern. Es sind sowohl Technologien auf dem Standard des europäischen Mittels der Jahre 2000 bis 2005 als auch die jeweils aktuell beste verfügbare Technologie (BAT) sowie angenommene zukünftige Verfahren (z. B. Reduktion von Eisenerz durch Wasserstoff) hinterlegt.
- **Über 2600 industrielle Produktionsanlagen.** Die Produktionsanlagen sind spezifiziert hinsichtlich der verwendeten Technologie (s. o.) und ihrer Produktionskapazität. Für besonders energieintensive Anlagen ist zudem das Jahr der Errichtung hinterlegt. Alle Produktionsanlagen sind jeweils einzelnen Standorten zugeordnet.

Neben der oben dargestellten Datenbasis des Modells sind zentrale Eingangsdaten die pro Stützjahr anzugebenden zukünftigen Produktionsmengen bzw. alternativ die Nachfrage nach Endprodukten im Zeitverlauf. Zentrale Parameter sind die angenommene Verfügbarkeit von innovativen Verfahren für (Re-)Investitionen im Zeitverlauf sowie die Geschwindigkeit der Marktdurchdringung mit BAT-Technologie bzw. für die Zukunft angenommenen, noch weiter verbesserten Produktionsverfahren.

Beim EDM-Industry handelt es sich um ein Modellsystem, dessen zentraler Baustein das EDM-D ist, welches den standort-scharfen Einsatz von Produktionsprozessen für sämtliche Grundstoffindustrien abbildet und die resultierenden Energiebedarfe sowie CO<sub>2</sub>-Mengen ermittelt. Die Berechnungen im Modell erfolgen für ausgewählte Stützjahre (für das Szenario S4C-KN: 5-Jahres-Schritte).

Das EDM-D ermöglicht u. a. einen regelbasierten Wechsel zwischen Energieträgern im Zeitverlauf, wobei eine Ersetzungsregel für einen Sektor oder Prozess angelegt wird und von Bedingungen (Verfügbarkeit einer H<sub>2</sub>-Infrastruktur, Verfügbarkeit einer CO<sub>2</sub>-Infrastruktur) abhängig gemacht und auf bestimmte Standorte oder Regionen (z. B. Staaten, NUTS-3 Gebiete) eingegrenzt werden kann. Des Weiteren bilanziert das EDM-D Nebenprodukte der industriellen Produktion (Wasserstoff, Prozessdampf, Kokerei-, Hochofen- und Konvertergase sowie Steamcracker-Co-Produkte) und deren Weiternutzung in anderen Prozessen auf Ebene der Standorte bzw. von standortübergreifenden H<sub>2</sub>- und Dampfnetzen. Für die Simulation des Dispatch von Raffinerieanlagen kommt eine lineare Optimierung zum Einsatz, die die monetären Erlöse aus dem Betrieb der Anlagen standortscharf maximiert.

Dem EDM-D vorgelagert kommen weitere Modellmodule zum Einsatz, um für ausgewählte Sektoren Produktionskapazitäten und Produktionsmengen zu bestimmen:

- EDM-I: Optimiert die europaweiten Investitionen in Produktionsanlagen der chemischen Industrie aus volkswirtschaftlicher Sicht über einen vorgegebenen Zeitraum unter Berücksichtigung der Nachfrage nach Endprodukten in verschiedenen Stützjahren sowie von Transportkosten zwischen Standorten unter Berücksichtigung von heute zwischen Standorten bestehenden Produktpipelines. Für das EDM-I werden die spezifischen Produktionskosten einzelner Technologien sowie weitere Kostenparameter benötigt. Diese sind im Modell hinterlegt, können bei Bedarf jedoch auch variiert werden. Aus der Optimierung resultieren ebenfalls der Feedstock-Einsatz sowie die Produktionsmengen je (Zwischen-) Produkt an verschiedenen Standorten.
- EDM-C: ermöglicht für den Zementsektor eine strukturierte Herleitung des Zement- und Klinkerbedarfs. Dieses Modell ermöglicht die Berücksichtigung von Entwicklungen und Minderungshebeln auf verschiedenen Stufen des Zement- und Betonsektors: Bautätigkeit, differenziert nach Wohnungsbau, Nichtwohnungsbau und Tiefbau; Anteil des Betonbaus an der Bautätigkeit in den Bereichen Wohnungsbau, Nichtwohnungsbau, Tiefbau (z. B. Zunahme Holzbau im Wohnungsbau); Effizienz des Betoneinsatzes im Betonbau (z. B. schlankere Bauteile bei gleicher Leistungsfähigkeit durch Verwendung innovativer Bewehrungen); Bindemittelanteil in Betonen; Marktanteile neuer Bindemittel<sup>82</sup> (Differenzierung von drei Arten neuer Bindemittel); Einsatz verschiedener Zementsorten (Differenzierung von acht Zementsorten, Berücksichtigung der Verfügbarkeit von Hüttensand gemäß Stahlszenario).

---

<sup>82</sup> Als „neue Bindemittel“ werden hier Bindemittel ohne konventionellen Zementklinker bezeichnet, wohingegen „Zement“ Bindemittel mit konventionellem Zementklinker benennt.

Für die Modellierung der nicht-energieintensive Industrie wurde das Modul EDM-NE verwendet. Dieses bestimmt die zukünftige Nachfrage nach Energiedienstleistungen auf Basis einer angenommenen Bruttowertschöpfungsentwicklung und einer Fortschreibung der Energieintensitäten. Die Deckung der Energiedienstleistungsnachfrage wird in Abhängigkeit von Branche und Temperaturbereich bestimmt.

#### **V Verkehrsmodell EDM-T**

Das Modul zur Bestimmung der Nachfrage nach Energieträgern im Verkehr beruht auf einem Stock Model für Fahrzeuge nach Kategorien (Pkw, LNF, SNF, Sattelzugmaschinen) und verschiedenen Antrieben. Die Lebenszeiten der Fahrzeuge werden über eine Verteilung der Nutzungsintensitäten und der Lebensfahrleistungen der Fahrzeuge bestimmt. Das Modul berechnet keine Szenarien für die Verkehrsleistungen, sondern nutzt hierfür die Daten anderer Studien. Der Modal Split kann jedoch szenariospezifisch angepasst werden.

#### **VI In Entwicklung befindliches Stahl-Stock-Modell des Wuppertal Instituts**

Um herauszufinden, wie groß die zukünftigen Recyclingpotenziale im Stahlsektor sind, befindet sich am Wuppertal Institut derzeit ein Stock-Modell in Entwicklung. Stock-Modelle werden in der Stoffstromanalyse (engl. *Material Flow Analysis* (MFA)) verwendet, um Bestände (stocks) und Flüsse (flows) eines Materials abzubilden. Sie sind daher besonders gut für Fragestellungen im Bereich der Kreislaufwirtschaft und des Recyclings geeignet. Das sich in Entwicklung befindliche Stahl-Stock-Modell soll die Entwicklung der Stahlbestände modellieren, die sich (z. B. in Gebäuden oder Autos) zu einem bestimmten Zeitpunkt in der EU im Umlauf befinden. Außerdem sollen die Schrottmengen modelliert werden, die in einem gegebenen Jahr in der EU aufkommen und fürs Recycling zur Verfügung stehen, wenn ein Teil dieser Bestände das Ende ihrer Lebensdauer erreicht. Auch der Grad der Verunreinigung mit Kupfer der verfügbaren Schrotte soll durch das Modell erfasst werden. Mit Hilfe des Modells sollen Szenarien entwickelt werden, die mögliche zukünftige Sekundärstahlpotenziale aufzeigen.



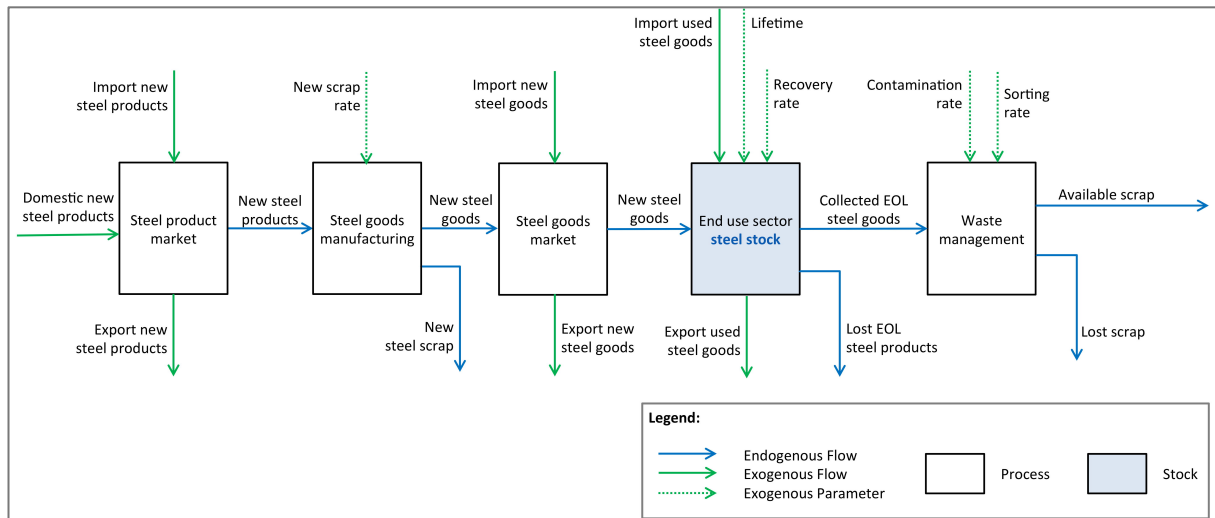


Abbildung 52: Prozess-Diagramm für das sich in Entwicklung befindliche Stahl-Stock-Modell

### Stahlflüsse

Um diese Ergebnisse zu generieren, benötigt das Modell eine Reihe von Input-Daten. Um Zuflüsse zum Stahlbestand zu erfassen, wird zunächst von der heimischen Produktion von *Stahlprodukten* (z. B. Warmband oder Betonstahl) ausgegangen. Exporte von Stahlprodukten werden abgezogen, Importe hinzuaddiert. Diese fließen im zweiten Schritt in die heimische Herstellung von *Stahlgütern* (z. B. Gebäude oder Fahrzeuge) ein. Hier entstehen Produktionsschrotte (*Neuschrotte*), die der Stahlproduktion wieder zugeführt werden und den weiteren Materialfluss entsprechend mindern. Auch hier müssen wieder Exporte von Stahlgütern abgezogen und Importe hinzuaddiert werden.

Der in den neu produzierten und heimisch genutzten Stahlgütern enthaltene Stahl fließt somit im nächsten Schritt in den *Bestand* ein. Der Bestand umfasst sämtlichen Stahl, der zu diesem Zeitpunkt in Gebäuden, Brücken, Rohren, Schienen, Autos, Haushaltsgeräten etc. verbaut ist. Je nach Produkt bleibt dieser Stahl einige Jahre oder Jahrzehnte im Bestand. Durch den Export von gebrauchten Gütern (z. B. Gebrauchtwagen) wird der Bestand geschmälert, durch den Import vergrößert. Am Ende ihrer nützlichen Lebensdauer verlassen die Produkte den Bestand (z. B. durch Abriss oder Verschrottung). Der in ihnen enthaltene Stahl steht dann (zumindest theoretisch) vollständig dem Abfallmanagement zur Verfügung (*Post-Consumer- oder End-of-Life-Schrotte*). In der Realität geht ein gewisser Anteil verloren, wenn beispielsweise Bauteile oder Rohre auch nach dem Ende ihrer Nutzung im Boden gelassen werden. Die gesammelten Schrotte werden sortiert und aufbereitet; auch hier geht ein gewisser Anteil verloren. Am Ende steht der aufbereitete Schrott dem Recycling zur Verfügung.

Die benötigten Input-Daten werden Branchen-Statistiken entnommen. Sie müssen rückwirkend für mehrere Jahrzehnte gesammelt werden, um einen realistischen Wert für den gegenwärtigen Bestand und dessen Altersstruktur modellieren zu können. Das liegt an den teilweise sehr langen Lebensdauern von Stahlprodukten, insbesondere im Gebäudesektor. Um Szenarien für die zukünftige Entwicklung der Stahlbestände und Schrottaufkommen erstellen zu können, müssen Prognosen für die zukünftige Stahlproduktion erstellt werden. Diese wiederum ist abhängig von der Nachfrage aus den Stahlverbrauchssektoren. Hierfür werden zukünftige Entwicklungen in den verschiedenen relevanten

Verbrauchssektoren (z. B. Bau-, Verkehrs- und Maschinenbausektor) aus vorliegenden Szenarien entnommen.

Je nach Szenarioannahmen kann die zukünftige Nachfrage aus den verschiedenen Sektoren stärker oder weniger stark ausfallen. Wird in einem Szenario zum Beispiel von einem Rückgang im motorisierten Individualverkehr ausgegangen, würden weniger Autos produziert und dementsprechend weniger Stahl von der Automobilbranche nachgefragt werden. Wird im Bausektor verstärkt auf alternative Materialien wie Holz gesetzt, schmälert auch dies die Stahlnachfrage. Wird weniger Stahl verbaut, wird auch weniger Stahl dem Bestand zugeführt, was wiederum (mit einigen Jahren oder Jahrzehnten Verzögerung) das Schrottaufkommen mindert.

#### *Parameter*

Neben den verwendeten Produktions-, Import- und Exportdaten spielen auch bestimmte Input-Parameter eine wichtige Rolle für die Funktionalität des Modells. So müssen zum Beispiel Lebensdauern von Produkten angenommen werden, um die Entwicklung der Stahlbestände und Schrottflüsse zu modellieren. Wie lange ist ein Auto durchschnittlich im Gebrauch, bevor es verschrottet wird? Wie lange steht ein Gebäude, bevor es abgerissen wird? Auch die Verluste an verschiedenen Stellen müssen quantifiziert werden. Wie viel Produktionsschrott fällt z. B. bei der Fahrzeugherstellung an? Wie viel End-of-Life-Schrott wird nicht eingesammelt und steht somit dem Recycling nicht zur Verfügung? Zur Quantifizierung dieser Parameter werden Richtwerte aus der Literatur übernommen. Diese berücksichtigen allerdings häufig keine regionalen Unterschiede und sind mit Unsicherheiten behaftet. Je nach Szenario können die Parameter angepasst werden. Wird beispielsweise in einem Szenario eine längere Nutzungsdauer von Haushaltsgeräten angenommen (z. B. durch verbesserte Strapazierfähigkeit und Reparierbarkeit), kann die durchschnittliche Lebensdauer dieser Stahlprodukte zukünftig erhöht werden. Sie würden somit erst später dem Recycling zugeführt werden.

#### *Kupferflüsse*

Auch die Verunreinigung mit Kupfer soll das Modell abbilden können. Die Schrotte, die aus den Beständen der unterschiedlichen Verbrauchssektoren hervorgehen, werden in dem Modell mit einer Verunreinigungsrate verrechnet. Diese Raten werden der Literatur entnommen. So bildet das Modell beispielsweise die relativ hohen Verunreinigungen ab, die aufgrund der mangelnden Demontierung und Sortierung bei Automobilschrotten entstehen. Auch die Wirkung von verbesserter Sortierung und „*design for recycling*“ kann über eine Reduzierung der Verunreinigungsraten im Modell simuliert werden. Prinzipiell ermöglicht das Modell auch die Abbildung der Verunreinigung mit weiteren Elementen, wie z. B. Zinn.

Die jährlichen Schrottmengen, die aus dem Modell hervorgehen, werden nach ihrem Kupfergehalt klassifiziert. Diese Schrottmengen unterschiedlicher Qualität stehen dann der Sekundärproduktion zur Verfügung. So können das Schrottaufkommen der Nachfrage gegenübergestellt und mögliche Recycling-Engpässe (zu viel verunreinigter Schrott für zu anspruchsvolle Anwendungen) aufgezeigt werden.

## Literaturverzeichnis

- AG Energiebilanzen. (2021). Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland 2019. <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2021/11/bilanz19d.xlsx>
- AG Energiebilanzen. (2022). Energieverbrauch fällt 2022 auf niedrigsten Stand seit der Wiedervereinigung. <https://ag-energiebilanzen.de/energieverbrauch-faellt-2022-auf-niedrigsten-stand-seit-der-wiedervereinigung/>
- Agora Energiewende. (2021). Zukünftige Anforderungen an eine energiewendegerechte Netzkostenallokation. [https://static.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021\\_07\\_IND\\_FlexNetz/A-EW\\_224\\_Netzkostenallokation\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_07_IND_FlexNetz/A-EW_224_Netzkostenallokation_WEB.pdf)
- Agora Energiewende. (2023). Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2022. [https://static.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-10\\_DE\\_JAW2022/A-EW\\_283\\_JAW2022\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-10_DE_JAW2022/A-EW_283_JAW2022_WEB.pdf)
- Agora Energiewende, & Wuppertal Institut. (2019). Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement. [https://static.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2018/Dekarbonisierung\\_Industrie/164\\_A-EW\\_Klimaneutrale-Industrie\\_Studie\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/164_A-EW_Klimaneutrale-Industrie_Studie_WEB.pdf)
- Agora Industrie, FutureCamp, Wuppertal Institut, & Ecologic Institut. (2022). Klimaschutzverträge für die Industrietransformation. Analyse zur Zementbranche.
- Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, & Frontier Economics. (2018). Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. [www.stiftung-mercator.de/media/downloads/3\\_Publikationen/2018/Maerz/Agora\\_SynCost-Studie\\_WEB.pdf](http://www.stiftung-mercator.de/media/downloads/3_Publikationen/2018/Maerz/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf)
- ArcelorMittal. (2022). Hohe Energiepreise: ArcelorMittal stellt zwei Anlagen in Deutschland ab [Pressemitteilung]. <https://germany.arcelormittal.com/News-und-Medien/broker.jsp?uMen=7a770135-5051-5e71-9945-be470aa06ac3&uTem=aaaaaaaa-aaaa-aaaa-aaaa-000000000042&uCon=b611ba70-782e-2810-a61e-481f0ad3a7b3>
- BDI. (2022). Lagebild im industriellen Mittelstand—BDI-Blitzumfrage. [https://issuu.com/bdi-berlin/docs/20220906\\_umfrage\\_bdi\\_lagebild\\_mittelstand](https://issuu.com/bdi-berlin/docs/20220906_umfrage_bdi_lagebild_mittelstand)
- BDI & BCG. (2021). Klimapfade 2.0—Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft.
- BDI, BCG, & Prognos. (2018). Klimapfade für Deutschland. <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-fuer-deutschland/>
- BfJ. (2020). Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (Gebäudeenergiegesetz—GEG). <https://www.gesetze-im-internet.de/geg/GEG.pdf>

- Block, S., & Viebahn, P. (2022). Direct Air Capture in Deutschland: Kosten und Ressourcenbedarf eines möglichen Rollouts im Jahr 2045. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 4(72).
- BMWi. (2020). Die nationale Wasserstoffstrategie.  
[www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html](http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html)
- BMWK. (2022a). Bundesrat verabschiedet EnSiG 3.0.  
<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/10/20221007-bundesrat-verabschiedet-ensig-30.html>
- BMWK. (2022b). Interessenbekundungsverfahren zur geplanten Förderung von projektbezogenen Klimaschutzverträgen.  
<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/klimaschutzvertraege-bekanntmachung-des-interessenbekundungsverfahrens.html>
- BMWK. (2022c). Neue EU-Klimapolitik steht: Politische Verständigung zum Abschluss des „Fit for 55“-Klimapakets. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/12/20221218-neue-eu-klimapolitik.html>
- BMWK. (2022d). Was ist eigentlich H2Global? <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2022/01/Meldung/direkt-erklart.html>
- BMWK. (2022e). Zweiter Fortschrittsbericht Energiesicherheit.
- BMWK, & BMWSB. (2022). 65 Prozent erneuerbare Energien beim Einbau von neuen Heizungen ab 2024. [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/65-prozent-erneuerbare-energien-beim-einbau-von-neuen-heizungen-ab-2024.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/65-prozent-erneuerbare-energien-beim-einbau-von-neuen-heizungen-ab-2024.pdf?__blob=publicationFile&v=6)
- BNetzA. (2022). Netzausbau, Monitoringbericht—Stand nach dem zweiten Quartal 2022.  
<https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/report/de.html>
- boerse.de. (2022, Juli 5). Europäischer Gaspreis steigt auf Viermonatshoch.  
<https://www.boerse.de/nachrichten/Europaeischer-Gaspreis-steigt-auf-Viermonatshoch/33935558>
- BP. (2022). Statistical Review of World Energy. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
- btu. (2015). Dokumentation zum Einsatz von ressourcenschonendem Beton. Brandenburgische Technische Universität.
- Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz), (2020). <https://dip.bundestag.de/vorgang/.../258735>
- Bundesregierung. (2022). Preisdeckel für Strom, Gas und Wärme—Energiepreisbremsen kommen.  
<https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/energiepreisbremsen-2145728>
- BV Glas. (o. J.). Behälterglas. <https://www.bvglas.de/ueber-glas/die-branchen/behaelterglas/>

- BV Kalk. (2020). Roadmap Kalkindustrie 2050: Über die klimaneutrale Produktion zur klimapositiven Industrie.
- BWP. (2021). Branchenstudie 2021: Marktanalyse – Szenarien – Handlungsempfehlungen. BWP. [https://www.waermepumpe.de/uploads/tx\\_bcpagflip/BWP\\_Branchenstudie2021\\_Update.pdf](https://www.waermepumpe.de/uploads/tx_bcpagflip/BWP_Branchenstudie2021_Update.pdf)
- Cembureau. (2020). Cementing the European Green Deal – Reaching climate neutrality along the cement and concrete value chain by 2050. The European Cement Association.
- Chakraborty, J. P., Singh, S., & Maity, S. K. (2022). Chapter 6—Advances in the conversion of methanol to gasoline. Elsevier, Hydrocarbon Biorefinery, 177–200. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-823306-1.00008-X>
- Chiappinelli, O., & Zipperer, V. (2017). Öffentliche Beschaffung als Dekarbonisierungsmaßnahme: Ein Blick auf Deutschland.
- Consentec, ISI, ifeu, & TU Berlin. (2021). Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3—Kurzbericht: 3 Hauptszenarien (Nr. 05/2021). [https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS\\_Kurzbericht\\_final\\_v5.pdf](https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS_Kurzbericht_final_v5.pdf)
- CSI / ECRA. (2017). Development of State of the Art Techniques in Cement Manufacturing: Trying to Look Ahead. (A-2016/2305; Technology Papers). Cement Sustainability Initiative, European Cement Research Academy. [www.ecra-online.org](http://www.ecra-online.org)
- Daehn, K. E., Serrenho, A. C., & Allwood, J. (2019). Finding the Most Efficient Way to Remove Residual Copper from Steel Scrap. Metallurgical and Materials Transactions B, 50(3), 1225–1240.
- DEA. (o. J.). Levelized Cost of Energy (LCoE) Calculator. Danish Energy Agency. <https://ens.dk/en/our-responsibilities/global-cooperation/levelized-cost-energy-calculator>
- dena. (2021a). Technische CO<sub>2</sub>-Senken – Kurzgutachten im Rahmen der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. erstellt von der Prognos AG.
- dena. (2021b). Dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Deutsche Energie - Agentur GmbH. [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht\\_dena-Leitstudie\\_Aufbruch\\_Klimaneutralitaet.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf)
- Destatis. (2020). Demographische Entwicklung in Deutschland / 14.te Bevölkerungsprognose Annahmen und Ergebnisse. Statistisches Bundesamt.
- Deutscher Bundestag. (2019). Steigender Einsatz von Rezyklaten aus Kunststoffverpackungen. <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2019/kw15-pa-umwelt-630130>
- DIN. (2022). Normungsroadmap Circular Economy. Deutsches Institut für Normung e.V. <https://www.din.de/de/forschung-und-innovation/themen/circular-economy/normungsroadmap-circular-economy>

- e-Highway 2050. (2014). D 2.1 Data sets of scenarios for 2050. June 2014. E-HIGHWAY 2050—Modular Development Plan of the Pan-European Transmission System 2050. [http://www.e-highway2050.eu/fileadmin/documents/Results/D2\\_1\\_Data\\_sets\\_of\\_scenarios\\_for\\_2050\\_2007\\_2015.pdf](http://www.e-highway2050.eu/fileadmin/documents/Results/D2_1_Data_sets_of_scenarios_for_2050_2007_2015.pdf)
- EUROFER. (2020). European Steel in Figures 2020. <https://www.eurofer.eu/publications/archive/european-steel-in-figures-2020/>
- Europäisches Parlament. (2022). Klimaschutz: Einigung über ehrgeizigeren EU-Emissionshandel (ETS). <https://www.europarl.europa.eu/news/de/press-room/20221212IPR64527/klimaschutz-einigung-uber-ehrgeizigeren-eu-emissionshandel-ets>
- European Energy Exchange. (2022, April 11). Futures market data. <https://www.powernext.com/futures-market-data>
- EWI. (2021). Dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Klimaneutralität 2045—Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems. Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena). [https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/03/211005\\_EWI-Gutachterbericht\\_dena-Leitstudie-Aufbruch-Klimaneutralitaet.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/03/211005_EWI-Gutachterbericht_dena-Leitstudie-Aufbruch-Klimaneutralitaet.pdf)
- Fachagentur Wind an Land. (2022a). Dauer förmliche Genehmigungsverfahren (mit UVP-Pflicht) für Windenergieanlagen an Land.
- Fachagentur Wind an Land. (2022b). Hemmnisse beim Ausbau der Windenergie an Land – Ergebnisse einer Branchenbefragung. [https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Genehmigung/FA\\_Wind\\_Ergebnisse\\_Branchenumfrage\\_06-2022.pdf](https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Genehmigung/FA_Wind_Ergebnisse_Branchenumfrage_06-2022.pdf)
- Favier, A., de Wolf, C., Scrivener, K., & Habert, G. (2018). A sustainable future for the european cement and concrete industry—Technology assessment for full decarbonisation of the industry by 2050. ETH Zürich; EPFL.
- Fischer, A., & Küper, M. (2021). Green Public Procurement: Potenziale einer nachhaltigen Beschaffung. Emissionsvermeidungspotenziale einer nachhaltigen öffentlichen Beschaffung am Beispiel klimafreundlicher Baumaterialien auf Basis von grünem Wasserstoff [IW-Policy Paper 23/21]. Institut der deutschen Wirtschaft (IW).
- Fischer, A., & Küper, M. (2022). Die Bedeutung russischer Gaslieferungen für die deutsche Energieversorgung – Untersuchung bestehender Lieferbeziehungen und Ausblick auf die weitere Entwicklung. [https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user\\_upload/Studien/Gutachten/PDF/2022/IW-Gutachten\\_Die\\_Bedeutung\\_russischer\\_Gaslieferungen.pdf](https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/Gutachten/PDF/2022/IW-Gutachten_Die_Bedeutung_russischer_Gaslieferungen.pdf)
- Fraunhofer IEG et al. (2022). Roadmap Tiefe Geothermie für Deutschland—Handlungsempfehlungen für Politik, Wirtschaft und Wissenschaft für eine erfolgreiche Wärmewende. [www.ieg.fraunhofer.de/content/dam/ieg/documents/Roadmap%20Tiefe%20Geothermie%20in%20Deutschland%20FhG%20HGF%2002022022.pdf](http://www.ieg.fraunhofer.de/content/dam/ieg/documents/Roadmap%20Tiefe%20Geothermie%20in%20Deutschland%20FhG%20HGF%2002022022.pdf)

- GCCA. (2021). Concrete Future—The GCCA 2050 Cement and Concrete Industry Roadmap for Net Zero Concrete. Global Cement and Concrete Association.
- Gielen, D., Saygin, D., Taibi, E., & Birat, J.-P. (2020). Renewables-based decarbonization and relocation of iron and steel making: A case study. 24(5), 1113–1125.  
<https://doi.org/10.1111/jiec.12997>
- Hepburn, C., Adlen, E., Beddington, J., Carter, E. A., Fuss, S., Mac Dowell, N., Minx, J. C., Smith, P., & Williams, C. K. (2019). The technological and economic prospects for CO<sub>2</sub> utilization and removal. *Nature*, 575.
- Hermwille, L., Lechtenböhmer, S., Åhman, M., van Asselt, H., Bataille, C., Kronshage, S., Tönjes, A., Fishedick, M., Oberthür, S., Garg, A., Hall, C., Jochem, P., Schneider, C., Cui, R., Obergassel, W., Fragkos, P., Sudharmma Vishwanathan, S., & Trollip, H. (2022). A climate club to decarbonize the global steel industry. *Nature Climate Change*, 12(6), Art. 6.  
<https://doi.org/10.1038/s41558-022-01383-9>
- ICE. (2022, April 12). API2 Rotterdam Coal Futures. <https://www.theice.com/products/243/API2-Rotterdam-Coal-Futures/data?marketId=5310587>
- IEA. (2019). Putting CO<sub>2</sub> to Use – Creating value from emissions. International Energy Agency.
- IEA. (2021). World Energy Outlook 2021. International Energy Agency, 386.
- IEA. (2022). World Energy Outlook 2022. International Energy Agency.  
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/830fe099-5530-48f2-a7c1-11f35d510983/WorldEnergyOutlook2022.pdf>
- IEA/CSI. (2018). Technology Roadmap – Low-Carbon Transition in the Cement Industry. International Energy Agency (IEA), Cement Sustainability Initiative (CSI).
- IN4Climate.NRW. (2019). Wasserstoff als Schlüssel zur erfolgreichen Energiewende: Den Einstieg jetzt ermöglichen.
- IN4Climate.NRW. (2020a). Chemisches Kunststoffrecycling – Potenziale und Entwicklungsperspektiven.
- IN4Climate.NRW. (2020b). Industriezukunft konsequent gestalten: Ausbau Erneuerbarer Energien bei wettbewerbsfähigen Strompreisen als wichtiger Faktor für Klimaneutralität.
- IN4Climate.NRW. (2021a). CO<sub>2</sub> in einer klimaneutralen Grundstoffindustrie: Infrastrukturanforderungen für NRW.
- IN4Climate.NRW. (2021b). Industrierwärme klimaneutral: Strategien und Voraussetzungen für die Transformation.
- IN4Climate.NRW. (2021c). Klimaschutzverträge für eine beschleunigte Transformation der Industrie.

- IN4Climate.NRW. (2022). 9 Eckpunkte zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren in der energieintensiven Grundstoffindustrie. Diskussionspapier der Arbeitsgruppe Genehmigungsverfahren. Düsseldorf.
- IWU. (2021). Klimadaten deutscher Stationen—"Gradtagzahlen-Deutschland".  
<https://www.iwu.de/fileadmin/tools/gradtagzahlen/Gradtagzahlen-Deutschland.xlsx>
- Kätelhön, A., Meys, R., Deutz, S., Suh, S., & Bardow, A. (2019). Climate change mitigation potential of carbon capture and utilization in the chemical industry. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 116(23), 11187–11194.
- KEA. (2021, November). Wege zum klimaneutralen Gebäudebestand.  
<https://www.zukunftaltbau.de/presse/presseinformationen/wege-zum-klimaneutralen-gebäudebestand>
- Kopernikus-Projekt Ariadne. (2021). Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045—Szenarien und Pfade im Modellvergleich.
- Kröger, M., Neuhoff, K., & Richstein, J. C. (2022). Differenzverträge fördern den Ausbau erneuerbarer Energien und mindern Strompreissrisiken (DIW Wochenbericht Nr. 35/2022).  
[https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.851310.de/22-35-1.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.851310.de/22-35-1.pdf)
- Material Economics. (2019). Industrial Transformation 2050 – Pathways to Net-Zero Emissions from EU Heavy Industry.
- Merten, F., Scholz, A., Krüger, C., Heck, S., Girard, Y., Mecke, M., & Goerge, M. (2020). Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung. Landesverband Erneuerbare Energien NRW e. V.  
<https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/LEE-H2-Studie.pdf>
- MWIDE NRW. (2021). Kohlenstoff kann Klimaschutz—Carbon Management Strategie Nordrhein-Westfalen. Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen.  
[https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/asset/document/mwide\\_carbon\\_management\\_strategie\\_nrw.pdf](https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/asset/document/mwide_carbon_management_strategie_nrw.pdf)
- National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine. (2019). Gaseous Carbon Waste Streams Utilization: Status and Research Needs. The National Academies Press.  
<https://doi.org/10.17226/25232>
- Neuhoff, K., Kröger, M., & Richstein, J. (2022). Erneuerbaren-CfDPool für Industriestrom. ZBW - Leibniz Information Centre for Economics.
- Nolting, U., Dehn, F., Haist, M., & Link, J. (2018). Betone der Zukunft – Herausforderungen und Chancen [14. Symposium Baustoffe und Bauwerkserhaltung]. Karlsruher Institut für Technologie (KIT).
- OECD. (2013). Mapping out good practices for promoting green public procurement.



- OECD. (2015). Best Practices for Sustainable Procurement.
- OECD. (2016). Green Public Procurement in the Netherlands.
- Pauliuk, S., Milford, R. L., Müller, D. B., & Allwood, J. M. (2013). The Steel Scrap Age. *Environmental Science & Technology*, 47(7), 3448–3454. <https://doi.org/10.1021/es303149z>
- Prognos. (2020). Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. [www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationspfade-fuer-strombasierte-energietraeger.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationspfade-fuer-strombasierte-energietraeger.pdf?__blob=publicationFile)
- Prognos, Öko-Institut, & Wuppertal Institut. (2021). Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021\\_04\\_KNDE45/A-EW\\_209\\_KNDE2045\\_Zusammenfassung\\_DE\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf)
- Raatz, S., Seidel, P., Tuma, A., Thorenz, A., Helbig, C., Reller, A., Faulstich, M., Joachimstaler, C., Steger, S., Hagedorn, W., Bickel, M., & Liedtke, C. (2022). OptiMet: Ressourceneffizienzsteigerung in der Metallindustrie—Substitution von Primärrohstoffen durch optimiertes legierungsspezifisches Recycling (Texte 81/2022) [Abschlussbericht]. Umweltbundesamt (UBA).
- Ruppert, J., Wagener, C., Palm, S., Scheuer, W., & Hoenig, V. (2020). Prozesskettenorientierte Ermittlung der Material- und Energieeffizienzpotentiale in der Zementindustrie: Abschlussbericht (Bericht im Auftrag des im Auftrag des Umweltbundesamtes (UFOPLAN FKZ 3716 36 320 0) 48 / 2020; UBA Texte). VDZ.
- Schaefer, T., Bolwin, L., Fischer, A., Fluchs, S., Fritsch, M., Puls, T., & Röhl, K.-H. (2021). Der ökonomische und ökologische Impact beschleunigter Planungs- und Genehmigungsverfahren in Deutschland—Eine Bestandsaufnahme unter besonderer Berücksichtigung der Chemischen Industrie.
- Schäfer, P. (2021). Recycling – ein Mittel zu welchem Zweck? - Modellbasierte Ermittlung der energetischen Aufwände des Metallrecyclings für einen empirischen Vergleich mit der Primärgewinnung. Springer Nature.
- Schneider, M. (2019). The cement industry on the way to a low-carbon future. *Cement and Concrete Research*, 124.
- Schüwer, D., Holtz, G., Espert, V., & Warnke, P. (2022). Dekarbonisierung der industriellen Produktion (Dekarblind) – AP3: Bewertung von Dekarbonisierungsmaßnahmen und Eckpunkte einer Roadmap für die Dekarbonisierung der Zementindustrie. Umweltbundesamt.
- SCI4Climate.NRW. (2021a). Konzeptualisierung des möglichen Renewables-Pull Phänomens – Definition, Wirkmechanismen und Abgrenzung zu Carbon Leakage.
- SCI4Climate.NRW. (2021b). Wasserstoffwirtschaft: Den Einstieg schaffen, Bestehende Herausforderungen und Lösungsansätze.

- Scrivener, K. L., John, V. M., & Gartner, E. M. (2018). Eco-efficient cements: Potential economically viable solutions for a low-CO<sub>2</sub> cement-based materials industry. *Cement and Concrete Research*, 114, 2–26.
- Stripple, H., Ljungkrantz, C., Gustafsson, T., & Andersson, R. (2018). CO<sub>2</sub> uptake in cement containing products – Background and calculation models for IPCC implementation. IVL Swedish Environmental Research Institute.
- Tholen, L., Leipprand, A., Kiyar, D., Maier, S., Küper, M., Adisorn, T., & Fischer, A. (2021). The Green Hydrogen Puzzle: Towards a German Policy Framework for Industry. *MDPI*, 13(22).  
<https://doi.org/10.3390/su132212626>
- Trollip, H., McCall, B., & Bataille, C. (2022). How green primary iron production in South Africa could help global decarbonization. 22(2), 236–247. <https://doi.org/10.1080/14693062.2021.2024123>
- Umweltbundesamt. (2019). Edlstahl. <https://www.umweltbundesamt.de/edelstahl#hinweise-zum-recycling>
- Umweltbundesamt. (2022, Oktober). Wassernutzung privater Haushalte. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/wohnen/wassernutzung-privater-haushalte#direkte-und-indirekte-wassernutzung>
- VDZ. (2019). Zahlen und Daten—Zementindustrie in Deutschland. Verein Deutscher Zementwerke e.V.
- VDZ. (2020a). Dekarbonisierung von Zement und Beton—Minderungspfade und Handlungsstrategien. Eine CO<sub>2</sub>-Roadmap für die deutsche Zementindustrie. Verein Deutscher Zementwerke e.V.
- VDZ. (2020b). Umweltdaten der deutschen Zementindustrie – 2019. Verein Deutscher Zementwerke.
- VDZ. (2021). Umweltdaten der deutschen Zementindustrie – 2020. Verein Deutscher Zementwerke.
- Voutchkov, N. (2018). Energy use for membrane seawater desalination—current status and trends. *Desalination*, 431, 2–14.
- Weber, B. (2018). Schrott: Wege zu höherer Wertschöpfung. *EU-Recycling* 12/2018, Seite 36.  
<https://eu-recycling.com/Archive/21858>
- Wilts, H., Berg, H., Seyring, N., Vahle, T., Herrmann, S., Kick, M., & Müller-Kirschbaum, T. (2022). NRW 2030: Von der fossilen Vergangenheit zur zirkulären Zukunft.  
[https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/NRW2030\\_Zirkulaere\\_Zukunft.pdf](https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/NRW2030_Zirkulaere_Zukunft.pdf)
- Wolff, G. B., & Tagliapietra, S. (2021). Form a climate club: United States, European Union and China. If the three biggest economies agree a carbon tax on imports, it will catalyse climate action globally. *Nature*, 591, 526–528.
- WV Stahl. (2022). Stahlschrott-Außenhandel. Statistischer Bericht 2022. Wirtschaftsvereinigung Stahl.  
<https://www.stahl-online.de/publikationen/stahlschrott-aussenhandel-2021/>

WV Stahl. (2023). Rohstahlproduktion in Deutschland im Jahr 2022. <https://www.stahl-online.de/medieninformationen/rohstahlproduktion-in-deutschland-im-jahr-2022/>

Zachmann, G., Tagliapietra, S., McWilliams, B., & Sgaravatti, G. (2022). Can Europe survive painlessly without Russian gas? <https://www.bruegel.org/blog-post/can-europe-survive-painlessly-without-russian-gas?s=09>

Zier, M., Stenzel, P., Kotzur, L., & Stolten, D. (2021). A review of decarbonization options for the glass industry. *Energy Conversion and Management: X*, 10, 100083.