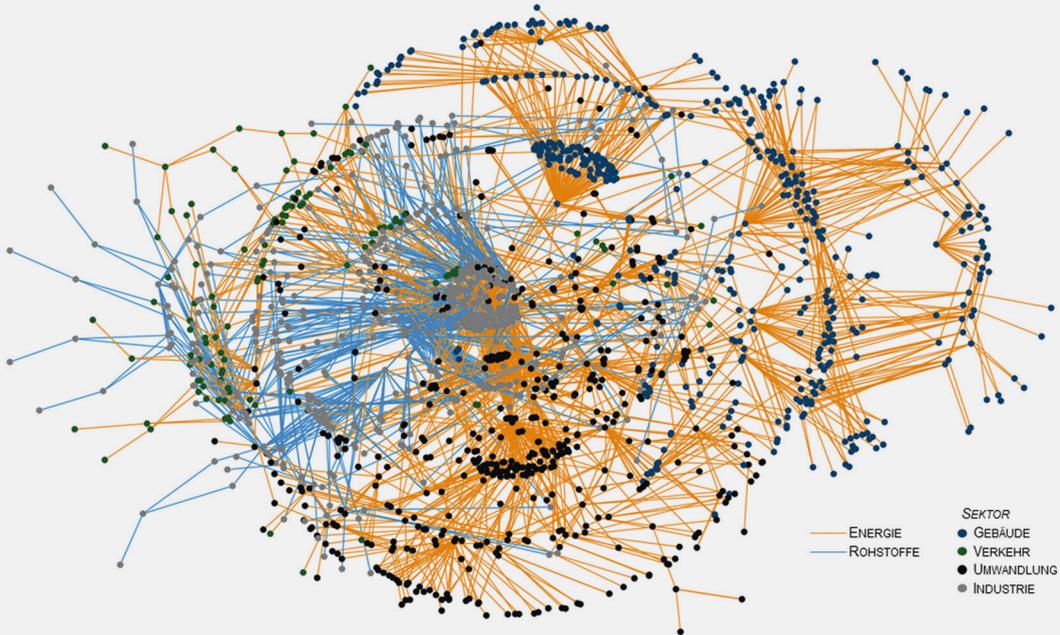


OPTIMALER ROHSTOFFEINSATZ IM DEUTSCHEN ENERGIESYSTEM



Recycling- und Defossilisierungsmaßnahmen der Energieintensiven Industrie Deutschlands im Kontext von CO₂-Reduktionsstrategien

Felix Kullmann

Energie & Umwelt / Energy & Environment

Band / Volume 598

ISBN 978-3-95806-672-4

Forschungszentrum Jülich GmbH
Institut für Energie- und Klimaforschung (IEK)
Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3)

Recycling- und Defossilisierungsmaßnahmen der Energieintensiven Industrie Deutschlands im Kontext von CO₂-Reduktionsstrategien

Felix Kullmann

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment

Band / Volume 598

ISSN 1866-1793

ISBN 978-3-95806-672-4

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek.
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der
Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte Bibliografische Daten
sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Herausgeber und Vertrieb: Forschungszentrum Jülich GmbH
Zentralbibliothek, Verlag
52425 Jülich
Tel.: +49 2461 61-5368
Fax: +49 2461 61-6103
zb-publikation@fz-juelich.de
www.fz-juelich.de/zb

Umschlaggestaltung: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Druck: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Copyright: Forschungszentrum Jülich 2022

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment, Band / Volume 598

D 82 (Diss. RWTH Aachen University, 2022)

ISSN 1866-1793
ISBN 978-3-95806-672-4

Vollständig frei verfügbar über das Publikationsportal des Forschungszentrums Jülich (JuSER)
unter www.fz-juelich.de/zb/openaccess.



This is an Open Access publication distributed under the terms of the [Creative Commons Attribution License 4.0](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/), which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

Kurzfassung

Recycling- und Defossilisierungsmaßnahmen der energieintensiven Industrie Deutschlands im Kontext von CO₂-Reduktionsstrategien

In dem „European Green Deal“ fordert die Europäische Kommission eine Mobilisierung der Industrie für eine saubere und kreislauforientierte Wirtschaft. Um Klimaneutralität zu erreichen, müssen die Synergien zwischen der Kreislaufwirtschaft und der Verringerung von Treibhausgasemissionen verstärkt werden. Mithilfe der Kreislaufwirtschaft sollen sowohl bisher nicht ausgeschöpfte Emissionsminderungspotenziale der Ressourceneffizienz erschlossen werden als auch die stoffliche Nachfrage der chemischen Industrie vollständig auf erneuerbare Rohstoffe umgestellt werden (Defossilisierung). Gleichzeitig sieht das nationale Klimaschutzgesetz eine drastische Reduzierung der Treibhausgasemissionen vor, um langfristig Treibhausgasneutralität zu erreichen. Da alle potenziellen Maßnahmen zur Emissionsminderung durch Wechselwirkungen miteinander verknüpft sind, ist die Bewertung einzelner Maßnahmen in Hinblick auf Kosteneffizienz, Effektivität und Einhaltung von Klimaziele komplex und bedarf daher einer modellgestützten Analyse, die das gesamte Energiesystem in den Blick nimmt.

Diese Arbeit zielt auf eine Weiterentwicklung eines nationalen Energiesystemmodells ab. Somit wird durch umfassende Modellierung industrieller Prozesse und die Implementierung von Recyclingoptionen ermöglicht, dass der Einfluss von Recyclingmaßnahmen und Strategien der Defossilisierung der chemischen Industrie im Kontext nationaler Treibhausgas-minderungsstrategien analysiert und bewertet werden können.

Die Auswertung der berechneten Szenarien zeigt einen großen Effekt auf das Gesamtenergiesystem sowohl für unterschiedliche Recyclingmaßnahmen als auch für Strategien zur Defossilisierung. So führt ein Verzicht auf Recyclingmaßnahmen zu einem Anstieg der Transformationskosten, die zur Umgestaltung des Energiesystems bis zum Jahr 2050 notwendig sind, um 84%. Müsste das heutige Energiesystem ohne Recycling auskommen, wäre mit jährlichen Mehrkosten von 13 Mrd. € zu rechnen. Dies verdeutlicht die große Bedeutung von Recycling für das heutige Energiesystem und insbesondere für Treibhausgas-minderungsstrategien der Zukunft.

Die Defossilisierung der chemischen Industrie stellt neben der Treibhausgas-minderung eine zusätzliche harte Randbedingung für die Transformation des Energiesystems dar. Insbesondere durch den 40% höheren Wasserstoffbedarf liegen die Transformationskosten im Vergleich zum Referenzfall um ein Drittel höher. Ohne den Import von wasserstoffbasierten Energieträgern muss der gesamte Wasserstoffbedarf inklusive des Bedarfs für erneuerbare Rohstoffe inländisch produziert werden. Dies führt in Summe zu kumulierten Mehrkosten der Transformation, die um 72% höher als im Referenzszenario liegen. Die Analysen verdeutlichen, dass eine autarke, annähernd treibhausgasneutrale Energieversorgung, die eine Defossilisierung miteinschließt, eine wirtschaftliche und technologische Herausforderung ist. Als Schlüsseltechnologie für die Defossilisierung der chemischen Industrie können die Fischer-Tropsch-Synthese und die Methanol-to-Olefins Route identifiziert werden.

Schlagwörter: Energiesystemanalyse, Defossilisierung, Recycling, Industrietransformation, CO₂-Reduktion, Klimaziele

Abstract

Recycling and defossilization measures of Germany's energy intensive industry in the context of CO₂ reduction strategies

In the "European Green Deal", the European Commission calls for mobilizing the industry for a clean and circular economy. To achieve climate neutrality, the synergies between the circular economy and the reduction of greenhouse gas emissions must be strengthened. With the help of the circular economy, both previously idle emission reduction potentials of resource efficiency are to be exploited and the material demand of the chemical industry is to be completely switched to renewable raw materials (defossilization). At the same time, the national climate protection law stipulates that greenhouse gas emissions must be drastically reduced to achieve greenhouse gas neutrality in the long term. Since all potential emission reduction measures are linked by interactions, the evaluation of individual measures in terms of cost efficiency, effectiveness, and compliance with climate protection targets is very complex and requires a model-based analysis that considers the entire energy system.

This work aims to further develop an energy system model so that through comprehensive modeling of industrial processes and the implementation of recycling options, it is possible to analyze and evaluate the impact of both recycling measures and strategies of defossilization of the chemical industry in the context of national greenhouse gas mitigation strategies.

The evaluation of the calculated scenarios shows that both different recycling measures and strategies for defossilization have large effects on the overall energy system. Abandoning recycling measures leads to an increase in transformation costs of 84%. If the current energy system had to manage without recycling, additional annual costs of €13 billion would be necessary. This illustrates the great importance of recycling for today's energy system but also, for greenhouse gas reduction strategies of the future.

The defossilization of the chemical industry represents an additional hard constraint to greenhouse gas reduction. A replacement of fossil-based feedstocks by renewable feedstocks leads to a significant increase in hydrogen demand by +40% compared to the reference scenario. This is also reflected in the cumulative costs of the transformation, which are almost one-third higher. Without the import of hydrogen-based energy carriers, the entire hydrogen demand, including the demand for renewable raw materials, must be produced domestically. This leads to cumulative additional costs of the transformation that are 72% higher than those of the reference scenario. The analyses make it clear that a self-sufficient, almost greenhouse gas neutral energy supply, which includes defossilization, is an economic and technological challenge. Fischer-Tropsch synthesis and the methanol-to-olefins route can be identified as key technologies for the defossilization of the chemical industry.

Keywords: energy systems analysis, defossilization, recycling, industrial transformation, CO₂ reduction, climate targets

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung.....	I
Abstract	III
Inhaltsverzeichnis	V
Abkürzungsverzeichnis	IX
Symbolverzeichnis.....	XI
1 Einleitung	1
1.1 Motivation.....	2
1.2 Zielsetzung und Gliederung der Arbeit	3
2 Definitionen und Datengrundlage	5
2.1 Begriffsbestimmungen und Systemgrenzen	5
2.1.1 Recycling	5
2.1.2 Nicht-energetischer Verbrauch.....	6
2.2 Der deutsche Industriesektor.....	9
2.2.1 Metallerzeugung.....	16
2.2.2 Nichteisenmetalle	18
2.2.3 Verarbeitung von Steinen und Erden.....	21
2.2.4 Glas und Glasfaser	23
2.2.5 Zellstoff und Papier	25
2.2.6 Grundstoffchemie und Raffinerien	27
2.3 Zusammenfassung.....	30
3 Stand der Energiesystem- und Stoffstrommodellierung.....	33
3.1 Energiesystem- und Stoffstrommodelle.....	33
3.1.1 Charakterisierung von Stoffstrommodellen.....	33
3.1.2 Charakterisierung ausgewählter Energiesystemmodelle	39
3.1.3 Stoffstrommodellierung in Energiesystemmodellen	43
3.2 Nicht-energetischer Verbrauch und Kreislaufwirtschaft der Industrie in aktuellen Energieszenarien	48
3.3 Zusammenfassung und Fazit	60
4 Methodische Modellierung.....	63
4.1 Energiesystemmodell NESTOR	63
4.2 Verfahrensmodellierung ausgewählter Industrien.....	67
4.2.1 Roheisen und Stahl.....	68
4.2.2 Nichteisenmetalle	69

4.2.3 Zementklinker	72
4.2.4 Glas und Glasfaser	72
4.2.5 Zellstoff und Papier	73
4.2.6 Grundstoffchemie und Raffinerien	75
4.2.7 Sonstige Industrieprozesse	78
4.3 Recycling	79
4.3.1 Abschätzung zukünftig verfügbarer Stoffströme	79
4.3.2 Endogene Recyclingquoten als Teil der Modelloptimierung	85
4.4 Zusammenfassung	87
5 Analyse der Szenarien zur deutschen Industrietransformation	89
5.1 Beschreibung der Szenarien und grundlegenden Rahmendaten	89
5.1.1 Grundannahmen der Szenarientwicklung	89
5.1.2 Szenarienbaum	93
5.2 Referenzszenario <i>REF95</i>	95
5.2.1 Gesamtenergiesystem	95
5.2.2 Industriesektor	105
5.2.3 Systemkosten der Transformation	115
5.2.4 Modellvalidierung und Einordnung in die Literatur	118
5.2.5 Zusammenfassung und Diskussion	123
5.3 Untersuchungen zu Recycling im Kontext des Gesamtenergiesystems	125
5.3.1 Energiesystem ohne Recycling (<i>w/oRec</i>)	125
5.3.2 Auswirkungen einer erhöhten Recyclingquote (<i>RecX</i>)	138
5.3.3 Sensitivität 1: Variation der Kosten für Sekundärrohstoffe	151
5.3.4 Sensitivität 2: Geringere Industriegüterproduktion	154
5.3.5 Zusammenfassung und Diskussion	159
5.4 Untersuchungen zu einer grünen Chemieindustrie	160
5.4.1 Umstellung auf eine erneuerbare Rohstoffversorgung (<i>GreenChem</i>)	160
5.4.2 Defossilisierung ohne Wasserstoffimporte (<i>GreenChemX</i>)	172
5.4.3 Zusammenfassung und Diskussion	182
5.5 Vergleich der Szenarien	183
5.5.1 Gesamtenergiesystem	183
5.5.2 Industriesektor	188
5.5.3 Zusammenfassung und Diskussion	191
6 Zusammenfassung	193
7 Anhang	199
7.1 Detailergebnisse Szenario <i>Rec+</i>	199

Inhaltsverzeichnis

7.2 Veränderte Industriegüternachfrage für die Sensitivität 5.3.4	206
Abbildungsverzeichnis	207
Tabellenverzeichnis	217
Literaturverzeichnis.....	219

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie
BESOM	Brookhaven Energy System Optimization Model
BEV	Battery Electric Vehicle (Batterieelektrisches Fahrzeug)
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMU	Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BWS	Bruttowertschöpfung
CAPEX	CAPital EXpenditures (Investitionsausgaben)
CC	Carbon Capture (CO ₂ -Abscheidung)
CCS	Carbon Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung und Speicherung)
CCU	Carbon Capture und Utilization (CO ₂ -Abscheidung und Nutzung)
CIMS	Canadian Integrated Modeling System
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ -äq.	CO ₂ -Äquivalente
dena	Deutsche Energie-Agentur
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
EAF	Electric Arc Furnace (Elektrolichtbogenofen)
ESME	Energy System Modeling Environment
ewi	Energiewirtschaftliches Institut
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle (Brennstoffzellenelektrisches Fahrzeug)
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistung
HVC	Hoch-veredelte Chemikalien
IKT	Information und Kommunikation
ISE	Institut für Solare Energiesysteme
IWES	Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Li	Lithium
LP	Linear Programming (Lineare Programmierung)
MARKAL	MARKet and ALlocation
MATLAB	MATrix LABoratory

Abkürzung	Bedeutung
MILP	Mixed-Integer Linear Programming (Gemischt-Ganzzahlige Lineare Programmierung)
MFA	Material flow model (Stoffstrommodell)
NEMS	National Energy Modeling System
NESTOR	National Energy System with Integrated Sector Coupling
OEMOF	Open Energy Modeling Framework
OPEX	OPERational EXpenditures (Betriebsausgaben)
OSeMOSYS	Open-Source Energy Modeling System
PEV	Primärenergieverbrauch
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtH ₂	Power-to-Hydrogen
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
QP	Quadratic Programming (Quadratische Programmierung)
REMIND-D	Refined Model of long-term Investment Decisions – Deutschland
REMix	Renewable Energy Mix for sustainable energy supply in Europe
REMod-D	Regenerative Energien Modell – Deutschland
rSOC	Reversible Solid Oxide Cell (Reversible Festoxid-Zelle)
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell (Festoxidbrennstoffzellen)
THG	Treibhausgase
TIMES	The Integrated MARKAL-EFOM System
TRL	Technology Readiness Level (Technologie-Reifegrad)
UBA	Umweltbundesamt
VLS	Volllaststunden
WKA	Windkraftanlage

Symbolverzeichnis

Symbol	Einheit	Bedeutung
C_0	€/kW	Durchschnittliche spezifische Investitionskosten
i	-	Zinssatz
m_{fix}	-	Betriebskosten (fix) als Anteil der Kapitalkosten
m_{var}	€/kWh	Betriebskosten (variabel)
n	a	Nutzungsdauer
p	-	Nachfragen-Index
q	-	Quellen-Index
r	-	Annuitätenfaktor
t	-	Zeitpunkte-Index
Δt	h	Zeitschritt
T	-	Zeitpunkte-Indexmenge
s	-	Maximale relative Abweichung von C_0
x	kW	Installierte Leistung
\dot{x}	kWh/h	Energie-/Stoffstrom
x_{lb}	kW	Unterer Grenzwert der installierten Leistung
x_{ub}	kW	Oberer Grenzwert der installierten Leistung
ω	kg _{CO2} /kWh	Spezifische CO ₂ -Emissionen
Ω_{max}	kg _{CO2}	Maximale jährliche CO ₂ -Emissionen
b	kg	Verfügbare Sekundärrohstoffmenge
D	kg	Schrottmenge
k	-	Anthropogener Bestand
μ	a	Durchschnittliche Verweildauer im Bestand
σ	a	Standardabweichung der Verweildauer

1 Einleitung

Mit dem „European Green Deal“ stellt die Europäische Kommission ihren Fahrplan für die Umgestaltung zu einer zukünftig nachhaltigen EU-Wirtschaft vor [1]. Es werden Maßnahmen-Pakete im Bereich des Klimaschutzes, der Biodiversität oder auch im Mobilitätssektor beschrieben. Unter anderem geht es auch um die „Mobilisierung der Industrie für eine saubere und kreislauforientierte Wirtschaft“ [1, S. 8]. Dabei setzt die Europäische Kommission Anstrengungen, welche von einer linearen hin zu einer kreislaufförmigen Industrie führen, mit Bemühungen für mehr Klimaschutz gleich. Mit dem daraus resultierenden „neuen Aktionsplan für die Kreislaufwirtschaft“, welcher 2020 veröffentlicht wurde, nimmt sich die Europäische Kommission vor „[...] die Auswirkungen der Kreislaufwirtschaft auf die Eindämmung des Klimawandels [...]“ zu analysieren [2, S. 19]. „Um Klimaneutralität zu erreichen, müssen die Synergien zwischen der Kreislaufwirtschaft und der Verringerung von Treibhausgasemissionen verstärkt werden.“ [2, S. 19]. Laut aktuellen Berechnungen von Eurostat werden derzeit nur etwa 12% aller eingesetzten Rohstoffe in Europa durch Sekundärrohstoffe substituiert [3]. Deutschland liegt mit seiner Nutzungsrate wiederverwertbarer Stoffe genau im europäischen Durchschnitt. Die Bundesregierung Deutschland hat bereits 2016 mit dem „Klimaschutzplan 2050“ [4] Langfristziele für die Verringerung der Treibhausgasemissionen bis 2050, in Anlehnung an das „Pariser Abkommen“ [5], gesetzt. Konkrete Maßnahmen zur Erreichung der Ziele wurden im Jahr 2020 im „Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050“ vorgelegt [6]. Darin heißt es, „[...] dass die Ziele dann am kostengünstigsten erreicht werden, wenn sie sektorübergreifend realisiert werden können“ [6, S. 8]. In den dort vorgestellten Maßnahmen ist insbesondere das Prinzip der Kreislaufwirtschaft in den meisten Sektoren prominent vertreten. Mithilfe eben dieser sollen sowohl bisher nicht ausgeschöpfte Emissionsminderungspotenziale der Ressourceneffizienz erschlossen werden als auch die stoffliche Nachfrage der chemischen Industrie vollständig auf erneuerbare Rohstoffe umgestellt werden (Defossilisierung). Auch das deutsche Ressourceneffizienzprogramm III von 2020 betont die Verknüpfung von Kreislaufwirtschaft und Klimaschutz. „[E]in Einhalten des im Pariser Klimaschutzabkommen festgeschriebenen Ziels [...]“ wird „[...] ohne Rohstoffeffizienzmaßnahmen gar nicht möglich sein [...]“ [7, S. 6–7].

Alle potenziell möglichen Maßnahmen zur Emissionsminderung sind durch Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Sektoren im Energiesystem miteinander verknüpft. Aufgrund dieser resultierenden Wechselwirkungen ist die Bewertung im Hinblick auf Kosteneffizienz, Effektivität und Einhaltung von Klimaschutzziele einer einzelnen Maßnahme in den meisten Fällen nicht möglich.

Eine umfassende Bewertung, die alle Wechselwirkungen in den Blick nimmt, ist wegen des hohen Komplexitätsgrades nur mit einer modellgestützten Analyse möglich. Hierfür bietet sich der Einsatz von Energiesystemmodellen an, die die gesamte Energieversorgung sektorübergreifend abbilden. Handlungsfelder wie Recycling und stoffliche Kreislaufführung von CO₂ wurden in der Vergangenheit weniger als Energiethemen, sondern mehr als Ressourcenthemen verstanden. Sie sind demzufolge in bestehenden Energiesystemmodellen nur rudimentär oder gar nicht abgebildet. Im Fokus der vorliegenden Arbeit steht daher die Erweiterung eines bestehenden nationalen Energiesystemmodells, die es erlaubt den

Beitrag von Recycling und Strategien zur Defossilisierung im Hinblick auf die Minderung von Klimagasemissionen abzuschätzen.

1.1 Motivation

Energiesystemmodelle werden verwendet, um zukünftige Energieangebots- und Energienachfragestrukturen zu analysieren und Auswirkungen von politischen Maßnahmen auf ein Energiesystem zu bewerten [8]. Obwohl sich nationale Energiesysteme drastisch verändern müssen, um in Zukunft eine emissionsfreie Energieversorgung gewährleisten zu können [9], ist die konkrete Ausgestaltung eines zukünftigen Energiesystemdesigns nicht festgelegt. Eine Vielzahl von Studien nutzt Energiesystemmodelle, um nationale Szenarien für Deutschland zu erstellen, in denen mögliche Transformationspfade hin zu einem Energiesystem im Jahr 2050 aufgezeigt werden. In den meisten Szenarien wird Recycling im Sinne der Ressourceneffizienz oder Kreislaufführung von CO₂-Strömen für die stoffliche Nutzung gar nicht oder unzureichend berücksichtigt. Eine Bewertung, inwieweit diese Maßnahmen Bestandteil von kostenoptimalen und effizienten Treibhausgasminderungsstrategien sind und welche Auswirkungen das Nichtvorhandensein auf das deutsche Gesamtenergiesystem impliziert, gibt es bisher nicht.

Die Internationale Energieagentur (IEA) bezieht Materialeffizienz und Recycling-Strategien in ihre globalen Zukunftsszenarien ein, die zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen und des Energieverbrauchs führen [10]. Die Studie "The Circular Economy - A Powerful Force for Climate Mitigation" [11] kommt zu dem Schluss, dass durch nachfrageseitige Maßnahmen die CO₂-Emissionen des europäischen Industriesektors bis 2050 um fast 300 Millionen Tonnen pro Jahr gesenkt werden können. Allein Recycling trägt in dieser Studie mit etwa 60% zu diesen Einsparungen bei. Auf nationaler Ebene betont der Forschungsverbund Erneuerbare Energien (FVEE), dass Recyclingprozesse und sparsamer Materialeinsatz Voraussetzungen für die Realisierung eines emissionsarmen Energiesystems in Deutschland sind [12]. Gerbert et al. [13] kommen zu dem Schluss, dass höhere Recyclingquoten von Nichteisenmetallen in Deutschland zu Einsparungen von bis zu 2 Mt CO₂-äq/a führen könnten. Eine andere Studie [14] beziffert die Treibhausgasemissionseinsparungen der schrottbasierten Nichteisenmetallproduktion in Deutschland auf 7 Mt mit einem steigenden Potenzial bis 2050. Zur Bewertung dieses Energieeinsparungs- und CO₂-Minderungspotenzials verwenden diese Studien exogen vordefinierte Recyclingquoten. Diese Praxis gibt wenig Aufschluss darüber, ob Recycling als Treibhausgasminderungsstrategie die kostenoptimale Wahl ist. Außerdem können auf diese Weise die Effekte im Zusammenspiel mit anderen CO₂-Minderungsmaßnahmen im Gesamtenergiesystem nicht beleuchtet werden.

Vor diesem Hintergrund zielt die vorliegende Arbeit darauf ab, ein bestehendes Energiesystemmodell durch umfassende Modellierung industrieller Prozesse und die Implementierung von Recyclingoptionen sowie Strategien zur Defossilisierung weiterzuentwickeln, um konsistente nationale Treibhausgasminderungsstrategien für Deutschland untersuchen zu können und zusätzlich die Effekte dieser Maßnahmen auf das Gesamtenergiesystem quantifizieren und bewerten zu können.

1.2 Zielsetzung und Gliederung der Arbeit

Ziel dieser Arbeit ist es, ein bestehendes Energiesystemmodell um einen detaillierten Industriesektor weiterzuentwickeln. Dabei sollen die spezifischen Industrieprozesse so abgebildet werden, dass ein möglichst repräsentatives Abbild der gesamten deutschen Industrielandschaft analysiert werden kann. Es sollen Transformationspfade der einzelnen Branchen im Kontext der Umgestaltung des Gesamtenergiesystems zur Erreichung der gesetzten Klimaziele im Jahr 2050 untersucht werden. Dabei werden kohärente Szenarien erstellt, mit denen Langfriststrategien im Industriebereich aber zudem deren Wechselwirkungen auf andere Sektoren bewertet werden können. Hierfür ist es notwendig den Industriesektor in einem geschlossenen integrierten Gesamtenergiesystemmodell zu modellieren. Der Fokus der Implementierung liegt hier auf potenziellen Recyclingverfahren und der detaillierten Betrachtung von stofflichen Strömen im Energiesystemmodell, um auch Aussagen über Strategien zur Defossilisierung in der chemischen Industrie in Hinblick auf die Transformation des Energiesystems bis 2050 treffen zu können. Folgende Forschungsfragen sollen in der vorliegenden Arbeit beantwortet werden.

1. *Wie sieht eine kostenoptimale Transformation des deutschen Industriesektors im Kontext von Treibhausgasminderungsstrategien aus?*
2. *Welchen Wert hat Recycling für das Erreichen der nationalen Treibhausgasminderungsziele für Deutschland?*
3. *Welche Auswirkungen hat eine Defossilisierung der chemischen Industrie auf das Energiesystem?*

In Abbildung 1.1 ist die Struktur der vorliegenden Arbeit dargestellt.

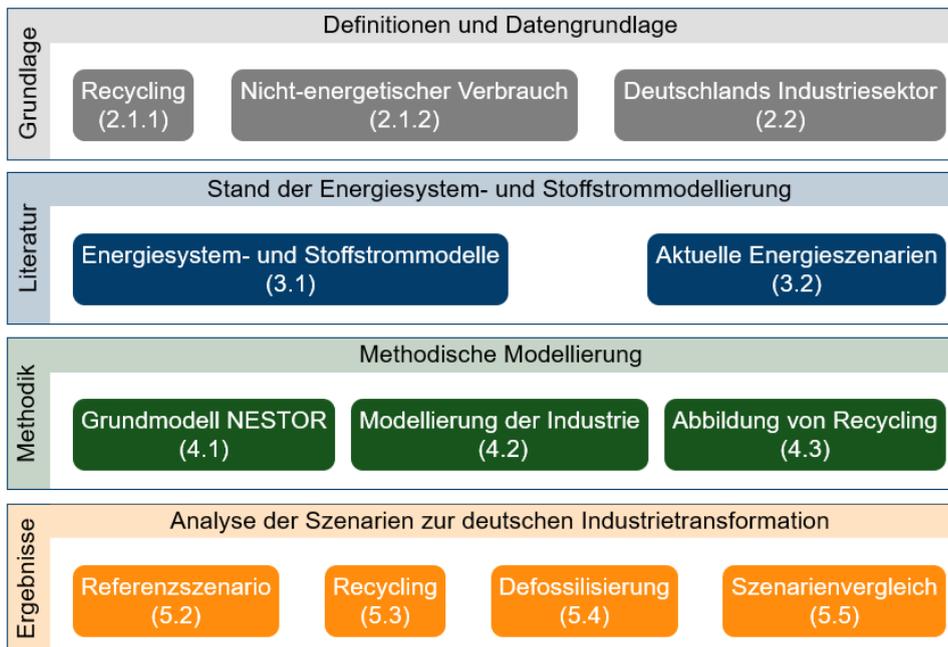


Abbildung 1.1 Struktur der vorliegenden Arbeit (Kapitelnummer in Klammern)

Um ein gemeinsames Verständnis der diskutierten Themenfelder zu schaffen, werden in **Kapitel 2** zunächst die in dieser Arbeit verwendeten Begriffe definiert. Außerdem wird erläutert, welche Systemgrenze das Energiesystemmodell abdeckt und wie dabei vor allem CO₂-Emissionen bilanziert werden. Um eine Datengrundlage für die anschließende Modellierung zu schaffen, wird ein allgemeiner Überblick über Energieverbrauch und CO₂-Emissionen des deutschen Industriesektors gegeben. Daran anschließend werden die spezifischen Prozesse, die im Energiesystemmodell abzubilden sind, vorgestellt. Darunter fällt die Beschreibung der konventionellen und heute schon verfügbaren Prozessrouten sowie die Charakterisierung von zukünftig möglichen innovativen Verfahren.

In **Kapitel 3** folgt die Beschreibung des aktuellen Stands der Forschung zu Energiesystem- und Stoffstrommodellen. Im Vordergrund steht hier, dass sich die Klasse der Stoffstrommodelle bereits sehr intensiv mit den rohstofflichen Auswirkungen von Recycling befasst, während dieses Thema in Energiesystemmodellen noch keine große Bedeutung erfährt. Dabei soll der Überblick über diese unterschiedlichen Modellarten Verknüpfungspotentiale aufzeigen. Im anschließenden Abschnitt wird recherchiert, inwiefern Recyclingoptionen in aktuellen nationalen Energieszenarien für Deutschland eine Rolle spielen, und ob Aussagen zur Substitution des fossilen nicht-energetischen Bedarfs getroffen werden. Daraus werden die Forschungslücken abgeleitet und eine Szenarienübersicht geschaffen, um die Ergebnisse am Ende dieser Arbeit in die aktuelle Literatur einordnen zu können.

Im anschließenden **Kapitel 4** wird zuerst das zugrundeliegende Energiesystemmodell erklärt und die methodischen sowie strukturellen Besonderheiten erläutert. Dabei wird besonderes Augenmerk auf die integrierte Verschaltung der Nachfragesektoren gelegt, um einerseits aufzuzeigen, wie sich der Industriesektor in das Gesamtmodell einfügt und andererseits das Verständnis für die Wechselwirkungen im Energiesystem zu verdeutlichen. Darauf aufbauend wird dargelegt, wie die einzelnen Industrieprozesse modelliert werden, welche Annahmen dazu jeweils getroffen werden und wie sie strukturell in das Energiesystemmodell eingefügt werden. Außerdem wird, bezugnehmend auf die Literaturanalysen zu Stoffstrommodellen in Kapitel 3.1.1, die Methodik beschrieben, wie zukünftig verfügbare Stoffströme quantifiziert werden, um ein Potential abzuschätzen, das dem Energiesystem zum Recycling zu Verfügung steht.

Mit der Darstellung der Modellierung wird der Grundstein gelegt, um die in **Kapitel 5** folgenden Ergebnisse zu interpretieren. Zunächst werden alle generierten Szenarien anhand eines Szenarienbaums vorgestellt. Dabei werden die grundlegenden, sowie die spezifischen Annahmen der unterschiedlichen Szenarien erläutert. Die Analyse untergliedert sich in die Erläuterung des Referenzszenarios, die Untersuchungen zu Recyclingmaßnahmen und die Strategien zur Defossilisierung der chemischen Industrie.

Abschließend werden in **Kapitel 6** die Kernergebnisse der einzelnen Kapitel zusammengefasst und die wichtigsten Schlussfolgerungen hervorgehoben sowie ein Fazit zur Berücksichtigung von Recycling- und Defossilisierungsmaßnahmen im Kontext der zukünftigen Energiesystemanalyse gezogen.

2 Definitionen und Datengrundlage

In diesem Kapitel erfolgen Begriffsdefinitionen und die Beschreibung von Systemgrenzen, wie sie in dieser Arbeit verwendet werden. Der Fokus liegt dabei auf dem Konzept des Recyclings und der Beschreibung der dafür benötigten Systemgrenzen für die Modellierung eines nationalen Energiesystems. Die Kreislaufführung von CO₂ als ein Teil des rohstofflichen Recyclings macht eine genauere Betrachtung der Bereiche in der Industrie notwendig, in welchen CO₂ als Rohstoff eingesetzt werden kann. Eine zentrale Rolle spielt hierbei der nicht-energetische Verbrauch vor allem in der Chemiebranche, der im Anschluss erläutert wird. Darauf aufbauend wird der deutsche Industriesektor im Kontext des Energiesystems vorgestellt. Dabei wird detailliert auf die strukturellen Merkmale, die Endenergienachfrage sowie die energie- als auch prozessbedingten CO₂-Emissionen der unterschiedlichen Wirtschaftszweige eingegangen. Daraus leiten sich sechs Industriebranchen ab, die eine entscheidende Rolle bei der Erreichung der Klimaziele tragen. Diese werden auf Prozessebene vorgestellt. Die datenseitige Beschreibung der Industrieprozesse, welche im Modell hinterlegt werden, erfolgt in Kapitel 4.2.

2.1 Begriffsbestimmungen und Systemgrenzen

Als elementare Begriffe der vorliegenden Arbeit werden im Folgenden zunächst das Konzept des Recyclings, wie es in dieser Arbeit modelliert wird, sowie die Bilanzierung des nicht-energetischen Verbrauchs definiert. Für beide Bereiche spielen außerdem die modelltechnischen Systemgrenzen, innerhalb derer Recycling stattfinden und Auswirkungen auf das Energiesystem nehmen kann, und innerhalb derer der nicht-energetische Verbrauch bilanziert wird, eine entscheidende Rolle.

2.1.1 Recycling

Das Kreislaufwirtschaftsgesetz wurde in Deutschland verfasst, um durch die Führung von Produkten im Kreislauf die natürlichen Ressourcen zu schonen und Abfälle zu vermeiden [15]. Abfälle werden darin als „[...] alle Stoffe, derer sich ihr Besitzer entledigt, entledigen muss [...]“ und dadurch dessen ursprüngliche „[...] Zweckbestimmung aufgibt“, bezeichnet [15, S. § 3 (1)]. Darüber hinaus können Abfälle in pre- und post-consumer Abfälle unterteilt werden. Abfälle, die unmittelbar während der Produktion eines Produktes entstehen (Produktionsrückstände), werden als pre-consumer Abfälle bezeichnet. Alle Abfälle, die aus der Nutzung eines Produktes anfallen, werden als post-consumer Abfälle (z.B. Lebensmittelverpackungen, Altbauwerke) bezeichnet. Noch wichtiger als der Ort an dem Abfälle anfallen ist allerdings die Information, ob Abfälle beseitigt oder verwertet werden können. Die Verwertung von Abfällen kann dabei durch unterschiedliche Verfahren geschehen. Diese Verfahren können nach dem Prinzip der Abfallhierarchie gegliedert werden [16]. Wobei die oberste Prämisse besagt, dass Abfall grundsätzlich *vermieden* werden sollte. Abfall, der dennoch anfällt, sollte als nächstbeste Option *wiederverwendet* werden. Das bedeutet, dass Produkte für den gleichen Zweck benutzt werden, für den sie ursprünglich produziert worden sind. Ist auch das nicht möglich, folgt als nächster Schritt Recycling. Dabei wird grundsätzlich zwischen stofflichem und energetischem Recycling unterschieden. Unter stofflichem Recycling wird verstanden, dass Abfälle so aufbereitet werden, dass sie als Stoffe, Materialien oder Produkte ihren ursprünglichen Zweck oder auch einen anderen (ausgenommen der energetischen Verwertung) wieder erfüllen können. Beim

energetischen Recycling werden Abfälle entweder zu Brennstoffen aufbereitet oder direkt für die Energieumwandlung eingesetzt. Gesetzlich wird das stoffliche Recycling dem energetischen vorgezogen. Die letzte Option ist die Beseitigung von Abfällen auf Deponien mit dem Ziel der endgültigen Lagerung. Nach Martens (2016) [17] sind zwei Motive für die Verwertung von Abfällen von zentraler Bedeutung: Zum einen befindet sich in Abfällen ein Restwert, in Form der für die Produktion eingesetzten Rohstoffe, Energie, Kosten und Arbeitskraft, der durch Verwertung zumindest in Teilen wieder einer Wertschöpfung zugeführt werden kann. Zum anderen werden durch eine Verwertung aber auch endliche Ressourcen geschont. Beides liegt somit vor allem im volkswirtschaftlichen Interesse.

Angelehnt an Martens (2016) [17] wird Recycling in dieser Arbeit als die „stoffliche Rückführung [...] von Sekundärrohstoffen in den Wirtschaftskreislauf“ definiert.

Da Abfälle nicht nur in festem Aggregatzustand vorliegen, umfasst diese Definition zum einen zwar beispielsweise Stahlschrott und Altpapier, zum anderen aber auch CO₂-Emissionen. Als Abgas des einen Prozesses kann CO₂ in einem anderen Prozess als Rohstoff eingesetzt und so im Kreislauf geführt werden.

Die Qualität der Abfallverwertung wird üblicherweise in Form der Recyclingquote ausgewiesen. Diese kann unter anderem angeben, welcher Anteil eines Produktes am Ende seiner Lebenszeit dem Recycling zugeführt wurde. In dieser Arbeit wird mit der Recyclingquote allerdings der Anteil der Sekundärrohstoffe am gesamten Rohstoffeinsatz eines Produktionsprozesses beschrieben.

Die Nutzungsrate wiederverwendbarer Stoffe lag 2018 in Deutschland über alle Sektoren gesehen bei 12% und damit vergleichbar mit dem Durchschnitt der Gesamteuropäischen (EU-Staaten) Nutzungsrate. Mit diesem branchenübergreifenden Indikator, auch Zirkularitätsrate genannt, wird der Anteil von Sekundärrohstoffen am gesamten Materialeinsatz einer Volkswirtschaft gemessen [3]. Eine Erhöhung der Zirkularität würde den Einsatz von Primärrohstoffen verringern und natürliche Ressourcen schonen. In den einzelnen Branchen des verarbeitenden Gewerbes variiert der Einsatz von Sekundärrohstoffen allerdings stark.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die regionale Systemgrenze bei der Analyse von Recyclingverfahren. Durch die globalisierten Rohstoffströme haben die Abfallverwertung und der Einsatz von Sekundärrohstoffen nicht nur Auswirkungen auf die Regionen, in denen die Güterproduktion stattfindet oder der Abfall anfällt, sondern insbesondere auch auf die Regionen, in denen die Primärrohstoffe abgebaut werden. Im Rahmen dieser Arbeit wird ein Energiesystemmodell eingesetzt, das die nationale Energieversorgung abbildet. Sowohl Energieverbräuche als auch Emissionen werden nach dem Inlandskonzept bilanziert [18]. Erfasst werden somit nur die Emissionen, die inländisch verursacht werden. Somit können nicht alle Vorketten und nachgelagerten Auswirkungen in Gänze berücksichtigt werden. Um einzelne Recyclingverfahren, die sich besonders durch die Substitution ausländischer Primärrohstoffe auszeichnen, dennoch umfassend bewerten zu können, werden Sensitivitätsrechnungen durchgeführt, die in Kapitel 4.3 näher erläutert werden.

2.1.2 Nicht-energetischer Verbrauch

Ein weiterer zentraler Begriff dieser Arbeit ist der nicht-energetische Verbrauch. Dieser beschreibt Energieträger, die nicht als Brennstoffe oder zur Umwandlung in andere

Energieträger, sondern als Rohstoffinput in Prozessen verwendet werden und im Endprodukt verbleiben [19]. Den größten Anteil am deutschen nicht-energetischen Verbrauch haben Mineralölprodukte und Erdgas, die in der Grundstoffchemie z.B. zur Herstellung von Methanol, Ammoniak oder Kunststoffen eingesetzt werden (Abbildung 2.1). Um die CO₂-Emissionen des nicht-energetischen Bedarfs zu verstehen, werden zunächst die unterschiedlichen Bilanzbereiche der CO₂-Emissionen in Anlehnung an Bazzanella et al. (2017) [20] erläutert.

- Im **Bilanzbereich 1** werden in dieser Arbeit die Emissionen zusammengefasst, die direkt energiebedingt durch den Brennstoffeinsatz und prozessbedingt bei der Herstellung von Produkten emittiert werden.
- Alle indirekten energiebedingten Emissionen, die durch den Fremdbezug von Strom und Wärme entstehen, werden im **Bilanzbereich 2** aufgeführt.
- Der **Bilanzbereich 3** umfasst den Kohlenstoff, der in einem Produkt enthalten ist, der erst bei dessen Nutzung (prozessbedingt) oder Verbrennung (energiebedingt) als CO₂-Emissionen freigesetzt wird.

Durch den stofflichen Einsatz von Energieträgern werden zunächst keine direkten Emissionen emittiert. Allerdings können sowohl energiebedingte Emissionen durch Strom- oder Brennstoffeinsatz für die Herstellungsverfahren als auch prozessbedingte Emissionen durch die Umwandlung der Nichtenergieträger in die Endprodukte entstehen. Weltweit ist der nicht-energetische Verbrauch für ca. 15% der industriellen CO₂-Emissionen verantwortlich [21], der genaue Anteil an den deutschen CO₂-Emissionen wird statistisch nicht erfasst.

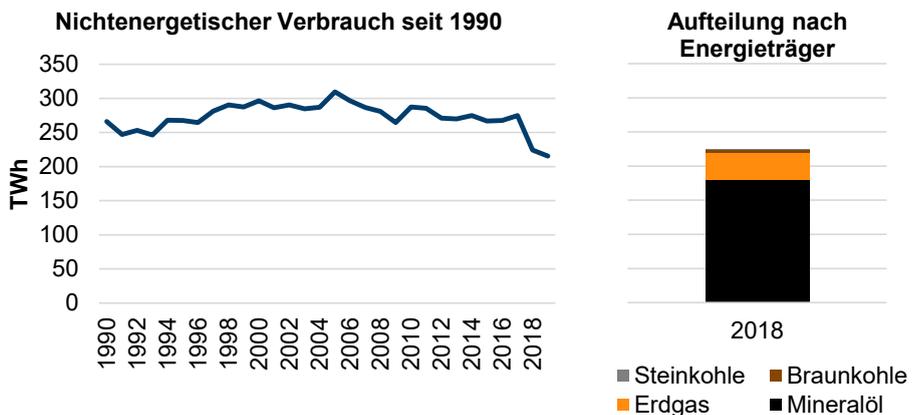


Abbildung 2.1 Entwicklung des nichtenergetischen Verbrauchs seit 1990 in TWh (links) und Aufteilung nach Energieträgern in 2018 (rechts), nach [22] und [23]

Der nicht-energetische Verbrauch lag seit 1990 konstant zwischen 250 und 310 TWh. Auch, wenn in den letzten drei Jahren ein leichter Einbruch der Nachfrage beobachtet werden konnte, geht die chemische Industrie von einem zukünftig steigenden Bedarf aus [24].

Auch für den nicht-energetischen Verbrauch ist die Systemgrenze der Modellierung von Bedeutung. Da der Hauptteil der potenziellen CO₂-Emissionen als Kohlenstoff im Endprodukt gebunden ist, fallen diese Emissionen erst wieder bei der energetischen Verwertung (Verbrennung von Plastikabfällen) oder Nutzung (Ammoniak als Düngemittel) an. Nach

Geres et al. (2019) [24] ist deswegen eine Unterteilung in den Bilanzbereich 3 notwendig, um auch die in Produkten enthaltenen Emissionen vollständig zu bilanzieren, unabhängig davon wo und wann sie genutzt werden [24]. Diese potenziellen Emissionen, die zu einem Zeitpunkt in der Zukunft freigesetzt werden, entsprechen aber nicht der üblichen Bilanzierungsmethodik. Die aktuelle Bilanzierung umfasst nur die Emissionen, welche in einem Jahr erfasst werden. Um sie dennoch in einem Energiesystemmodell abzubilden, das ausschließlich die Treibhausgasemissionen in Übereinstimmung mit der Bilanzgrenze der Bundesregierung berücksichtigt, werden in dem Szenario *GreenChem* (vorgestellt in Kapitel 5.1) die Systemgrenzen dementsprechend erweitert. Die Anpassung der Bilanzgrenze wird in Kapitel 4.2.6 erläutert.

2.2 Der deutsche Industriesektor

In einem ersten Schritt werden der Energiebedarf sowie die Emissionen des Industriesektors beschrieben, was eine Einordnung im Kontext der gesamten nationalen Energieversorgung erlaubt. Danach erfolgt eine Detailbeschreibung der energie- bzw. emissionsintensiven Industriebranchen. Dies umfasst auch eine Beschreibung der im Modell abgebildeten Prozesse. Energie- und Emissionsbilanzen sowie die techno-ökonomische Parametrisierung der jeweiligen Prozesse werden für die ausgewählten Prozesse angegeben.

Um den Energiebedarf und die Treibhausgasemissionen (THG) des Industriesektors einordnen zu können, wird zunächst ein Gesamtbild des deutschen Energiebedarfs sowie der Treibhausgasemissionen aufgezeigt.

Energiebedarf

Der Primärenergieverbrauch Deutschlands lag im Jahr 2019 bei 3580 TWh (Abbildung 2.2). Obwohl der Anteil erneuerbarer Energieträger in den letzten Jahren stetig stieg, machen konventionelle Energieträger noch immer 85% am Primärenergiebedarf aus. Dazu tragen hauptsächlich Mineralöl mit mehr als 33% und Erdgas mit 25% bei. Braun- und Steinkohle machen jeweils ca. 9% und Kernenergie weitere 6% aus. Ungefähr 70% des Primärenergieeinsatzes konnten im Jahr 2019 in 2515 TWh Endenergie umgewandelt werden, die den Endverbrauchssektoren zur Verfügung stand.

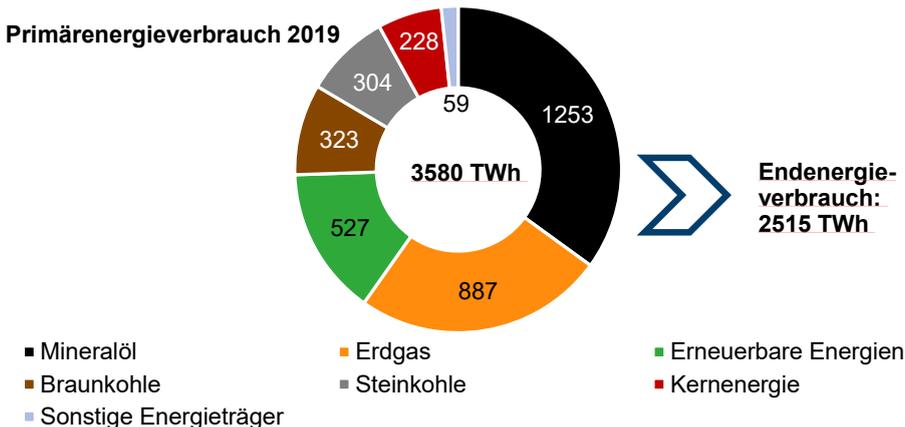


Abbildung 2.2 Primärenergieverbrauch 2019 aufgeteilt auf Energieträger in TWh (Daten aus [22])

Wie in Abbildung 2.3 ersichtlich, beansprucht der Industriesektor mit 704 TWh einen Anteil von 28% am Endenergieverbrauch und ist damit der Sektor mit dem zweitgrößten Bedarf in Deutschland. Nur der Verkehrssektor hat mit 770 TWh einen noch größeren Endenergiebedarf. Etwa 25% der industriellen Energienachfrage wird durch Strom gedeckt, allerdings benötigt die Industrie zusätzlich 486 TWh Brennstoffe, von denen der Großteil fossile Energieträger sind. Dem Industriesektor kommt dementsprechend eine große Bedeutung zu, wenn es darum geht den deutschen Bedarf fossiler Energieträger durch erneuerbare Energieträger zu substituieren.

Endenergieverbrauch 2019

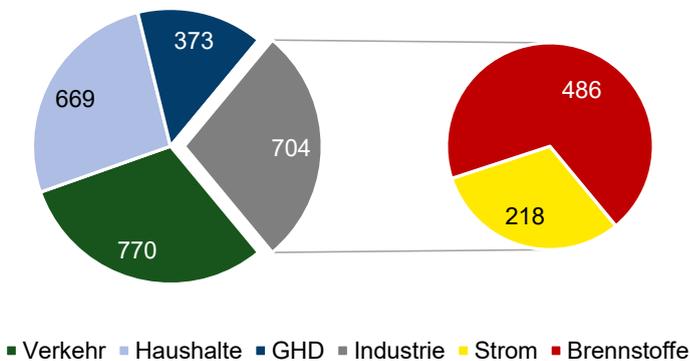


Abbildung 2.3 Endenergieverbrauch in 2019 aufgeteilt auf Sektoren in TWh (Daten aus [22])

Seit 1990 bewegt sich der Anteil der Industrie am gesamten Endenergiebedarf zwischen 25% und 30%. Da zeitgleich der Produktionswert der industriellen Güter gestiegen ist, kann allerdings eine sinkende Entwicklung der Energieintensität beobachtet werden. Der Energiebedarf nimmt zwar nicht absolut ab, die Energie kann lediglich effektiver eingesetzt werden.

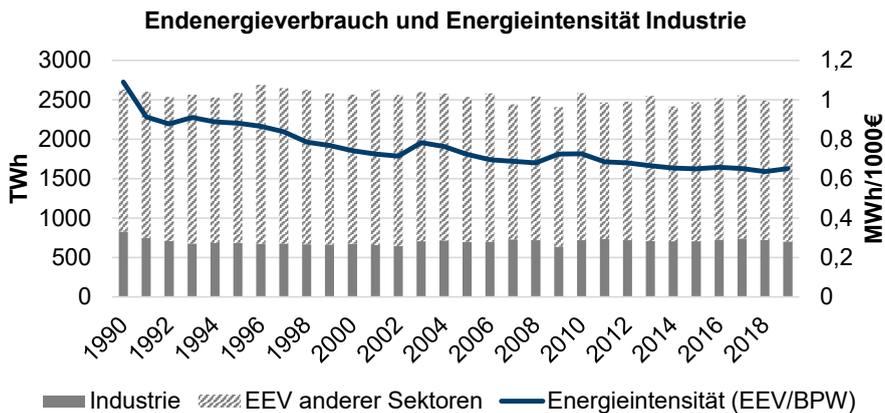


Abbildung 2.4 Entwicklung des Endenergieverbrauchs (EEV) und der Energieintensität in Abhängigkeit des Bruttoproduktionswertes (BPW) (Daten aus [25, 26])

Innerhalb des Industriesektors ist es möglich, den Endenergiebedarf weiter aufzugliedern und ihn den einzelnen Branchen, bzw. Wirtschaftszweigen, zuzuordnen. Aus Abbildung 2.5 lassen sich sechs Branchen erkennen, die zusammen ca. 2/3 des gesamten industriellen Endenergiebedarfs ausmachen (Abbildung 2.5). Allen voran tragen die Metallherzeugung und Grundstoffchemie mit jeweils 21% den Großteil zum Energiebedarf bei. Die Verarbeitung von Steinen und Erden (hauptsächlich die Herstellung von Zementklinker) und das Papiergewerbe sind mit jeweils 8% die dritt-, bzw. viertgrößten Nachfragebranchen. Die Herstellung von Nichteisenmetallen (NE-Metalle) mit den dazugehörigen Gießereien und

die Herstellung von Glaswaren hatten 2019 einen Anteil von 5%, bzw. 3,5% am Endenergiebedarf. Die Bedeutung dieser Branchen für den industriellen Endenergiebedarf und auch die Tatsache, dass sich die anderen Branchen des sonstigen verarbeitenden Gewerbes durch eine höhere Heterogenität in ihren Prozessen auszeichnen, prädestiniert diese sechs Branchen für eine genauere und gleichzeitig repräsentative Untersuchung in einem Energiesystemmodell.

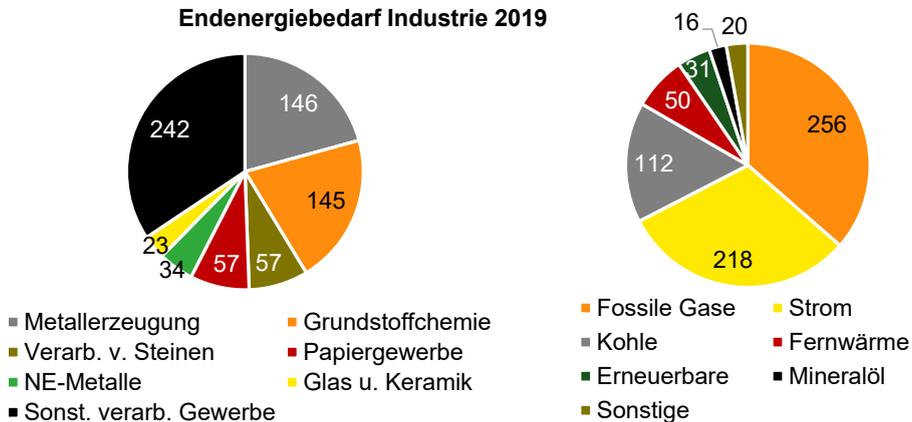


Abbildung 2.5 Industrieller Endenergieverbrauch in 2019 aufgeteilt auf Branchen (links) und Energieträger (rechts) in TWh (Daten aus [27])

Insgesamt bestand der industrielle Endenergiebedarf 2019 zum Großteil aus fossilen Energieträgern. Mehr als ein Drittel wurde durch fossile Gase bereitgestellt und weitere 16% durch Stein- und Braunkohle. Fast die Hälfte der gesamten Brennstoffe werden dabei in der Metallherzeugung und Herstellung von Chemikalien der Grundstoffchemie eingesetzt. Auch beim Strombedarf ist die Grundstoffchemie mit 45 TWh die Branche mit der größten Nachfrage (Abbildung 2.6). Über alle Branchen gesehen decken die Metallherzeugung, Grundstoffchemie, Verarbeitung von Steinen und Erden, das Papiergewerbe, NE-Metalle sowie Glas und Keramik mehr als 50% des Strombedarfs und fast 75% des Brennstoffbedarfs der gesamten Industrie ab.

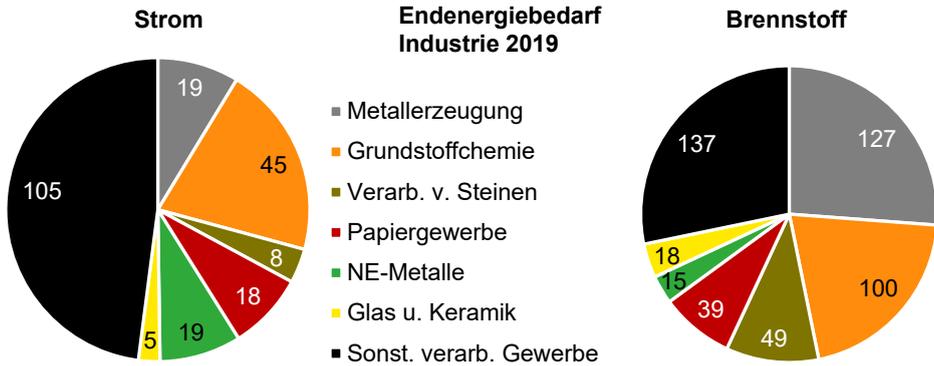


Abbildung 2.6 Aufteilung des industriellen Strombedarfs (links) und Brennstoffbedarfs (rechts) in 2019 nach Branchen in TWh (Daten aus [27])

Dabei wurde Strom in den industriellen Prozessen 2019 überwiegend in Form von mechanischer Energie eingesetzt (Abbildung 2.7). Ein geringer Anteil von 37 TWh wird bereits heute für die Erzeugung von Prozesswärme benötigt. Der restliche Strombedarf teilt sich in weitere mechanische Prozesse (Druckluft und Pumpen) und die unterstützende Infrastruktur (Beleuchtung, Klimakälte, etc.) auf. Beim Brennstoffbedarf dominierte 2019 mit einem Anteil von fast 90% die Bereitstellung von Prozesswärme. Der übrige Einsatz beschränkte sich auf die Erzeugung von Raumwärme.

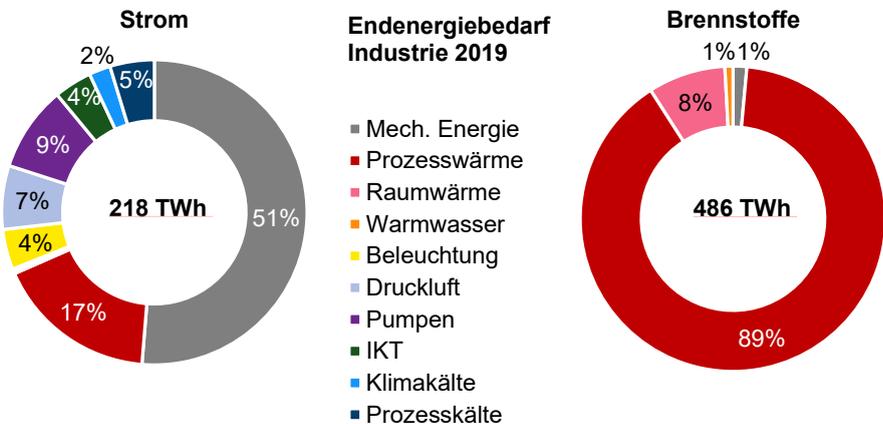


Abbildung 2.7 Aufteilung des industriellen Strombedarfs (links) und Brennstoffbedarfs (rechts) in 2019 nach Anwendungsbereich in TWh (Daten aus [27])

Treibhausgasemissionen

Um die Bedeutung des Industriesektors für die Bemühungen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen aufzuzeigen, wird auch hier zunächst der Industriesektor in das Gesamtbild der deutschen Treibhausgasemissionen eingebettet und anschließend die Aufteilung dieser auf die einzelnen Branchen erläutert. Zunächst muss festgehalten werden, dass sich die

Reduktionsziele der Bundesregierung ausschließlich auf die Emissionen innerhalb der deutschen Landesgrenze beziehen (Inlandskonzept) [18]. Dementsprechend werden auch nur diese Emissionen in den anschließenden Rechnungen berücksichtigt. Für Deutschland ergaben sich durch diese Bilanzierung 805 Mt CO₂-äq., die zu 32% der Energiewirtschaft und zu 23% der Industrie entspringen (Abbildung 2.8). Die Industrie war demnach 2019 nach der Energiewirtschaft der größte THG-Emittent. Von den 187 Mt CO₂-äq. waren mehr als 90% CO₂-Emissionen und nur 9% sonstige THG. Weiterhin lässt sich beobachten, dass die Emissionen der Industrie im Vergleich zu den anderen Sektoren zu mehr als einem Drittel prozessbedingt sind (z.B. Stahlherstellung, Zement). D.h. diese Emissionen lassen sich nicht durch Energieträgerwechsel reduzieren, sondern -wenn überhaupt- nur durch eine Veränderung der Herstellungsverfahren.

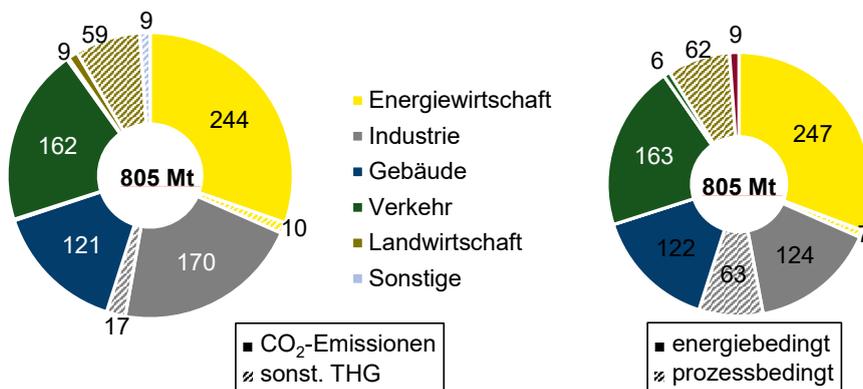


Abbildung 2.8 Aufteilung der Treibhausgasemissionen nach Emissionsart (links) und Emissionsursache (rechts) in 2019 in Mt CO₂-äq. (Daten aus [28])

Insgesamt trägt die Industrie annähernd 25% zu den gesamten CO₂-Emissionen über alle Sektoren betrachtet bei (Abbildung 2.9). Auch hier ist sie nach der Energiewirtschaft der Sektor mit den meisten CO₂-Emissionen. Hieraus lässt sich die hohe Bedeutung von Maßnahmen in der Industrie zur Erreichung der Klimaziele ableiten.

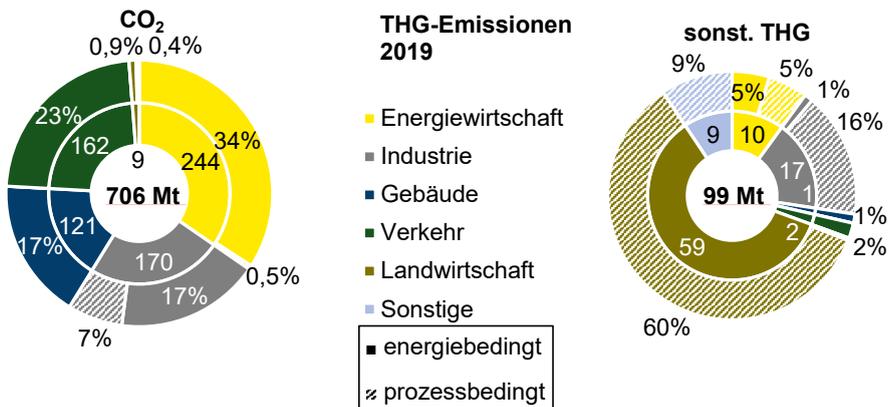


Abbildung 2.9 Aufteilung der CO₂-Emissionen in Mt CO₂ (links) und anderen Treibhausgasemissionen in Mt CO₂-äq (rechts) in 2019 nach Emissionsursache (Daten aus [28])

Eine branchenspezifische Aufteilung der CO₂-Emissionen ist anhand der Werte des BMU [28] nicht möglich. Dazu wird auf die Werte des statistischen Bundesamts zurückgegriffen [29]. Die branchenspezifischen CO₂-Emissionen liegen allerdings bei Verfassen dieser Arbeit nur für das Jahr 2018 vor und sind deswegen nicht exakt mit denen des BMU vergleichbar. Innerhalb der Industrie ist die Metallerzeugung allein für 45 Mt CO₂-äq. verantwortlich, welches wiederum einem Anteil von mehr als 24% entspricht (Abbildung 2.10). Obwohl die Verarbeitung von Steinen und Erden 2018 einen geringeren Energiebedarf als die Grundstoffchemie besaß, emittierte diese Branche fast 10 Mt CO₂-äq. mehr. Das liegt vor allem an den hohen Prozessemissionen, die unabhängig vom Energieträger sind und in dieser Branche mehr als die Hälfte der Emissionen ausmachen. Raffinerien, die bei der Bilanzierung des Energiebedarfs dem Umwandlungssektor zugeordnet werden, werden bei den auftretenden Emissionen im Industriesektor aufgeführt. Beide Branchen emittierten 2018 zusammen mehr als ein Viertel der industriellen CO₂-Emissionen (Abbildung 2.10). Über alle Branchen gesehen sind die Metallerzeugung, Verarbeitung von Steinen und Erden, Grundstoffchemie, Raffinerien, Papiergewerbe, NE-Metalle und Glasgewerbe für mehr als 75% der Treibhausgasemissionen sowie der CO₂-Emissionen in der Industrie verantwortlich.

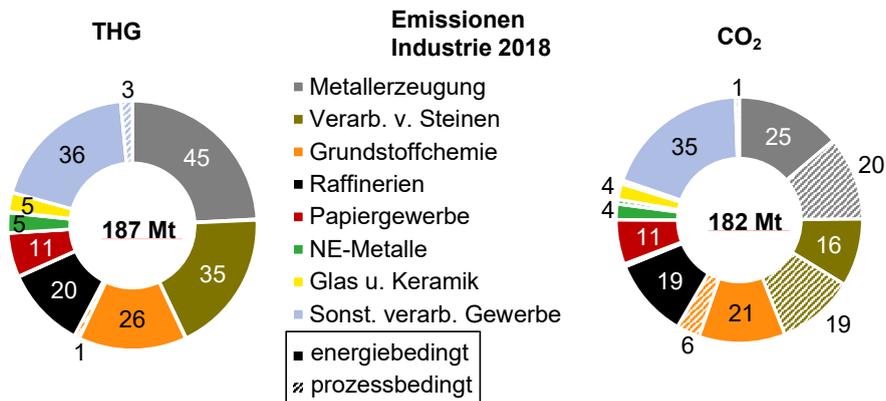


Abbildung 2.10 Aufteilung der industriellen Treibhausgase in Mt CO₂-äq (links) und CO₂-Emissionen in Mt CO₂ (rechts) in 2018 nach Emissionsursache (Daten aus [29])

In der weiteren Betrachtung der Branchen und auch in der späteren Modellierung wird aufgrund des großen Anteils der Fokus auf die CO₂-Emissionen gelegt. Die sonstigen Treibhausgasemissionen werden aufgrund ihres vergleichsweise geringen Anteils innerhalb des Industriesektors und ihrer heterogenen Prozesszugehörigkeit nicht weiter berücksichtigt. Zudem wird der Fokus auf die industriellen Branchen gelegt, die sowohl den Endenergiebedarf als auch die CO₂-Emissionen betreffend den größten Anteil haben und damit den gesamten Industriesektor dominieren.

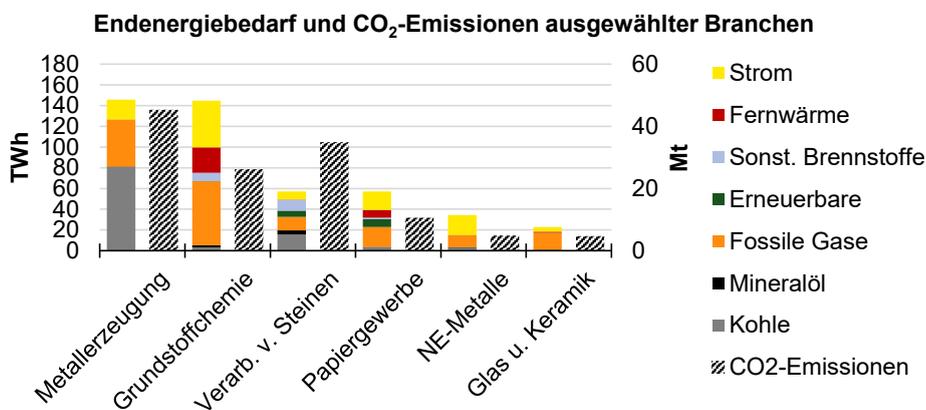


Abbildung 2.11 Industrieller Energieträgereinsatz in TWh und CO₂-Emissionen in Mt aufgeteilt nach Branche in 2019 (Daten aus [27])

Zusammenfassend sind in Abbildung 2.11 die sechs Branchen aufgeführt, welche in den sich anschließenden Analysen auf Prozessebene modelliert werden. Im Folgenden werden die einzelnen Branchen vorgestellt und jeweils einzelne Verfahren beispielhaft für die gesamte Branche detailliert beschrieben. Die Raffinerien, die besonders für den nicht-energetischen Bedarf bedeutend sind, werden im Unterkapitel 2.2.6 zur Grundstoffchemie näher erläutert.

2.2.1 Metallerzeugung

Als Stahl werden Werkstoffe bezeichnet, wenn sie „[...] Eisen-Kohlenstoff-Legierungen mit einem Kohlenstoffanteil i. Allg. unter 2 Gew.-% [...]“ haben und sowohl „[...] kalt als auch warm umformbar sind [...]“ [30, S. 24]. Stahl wird in vielen Wirtschaftszweigen Deutschlands benötigt, sodass etwa 2/3 der Industriearbeitsplätze auf stahlintensive Branchen entfallen (d.h. Stahl macht mehr als 10% der Vorleistungen in diesen Branchen aus). In Deutschland wurde 2019 mit 39,6 Mt so wenig Rohstahl wie seit der Weltwirtschaftskrise in 2008/2009 nicht mehr produziert [31]. Das lag hauptsächlich an sinkenden Stahlnachfragen in den stahlintensiven Sektoren wie der Automobilindustrie, Maschinenbau oder Baugewerbe. Die Energiebilanz der Stahlindustrie zeichnet sich durch einen hohen Einsatz von Koks und Kohle zur Prozesswärmebereitstellung aus (Abbildung 2.12). Dies ist die grundlegende Ursache dafür, dass die Stahlindustrie 2019 mit 45 Mt CO₂ eine der größten Emittenten der deutschen Industrie war. Hiervon waren etwa 20 Mt CO₂ prozessbedingt, was einem Anteil von 44% entspricht.

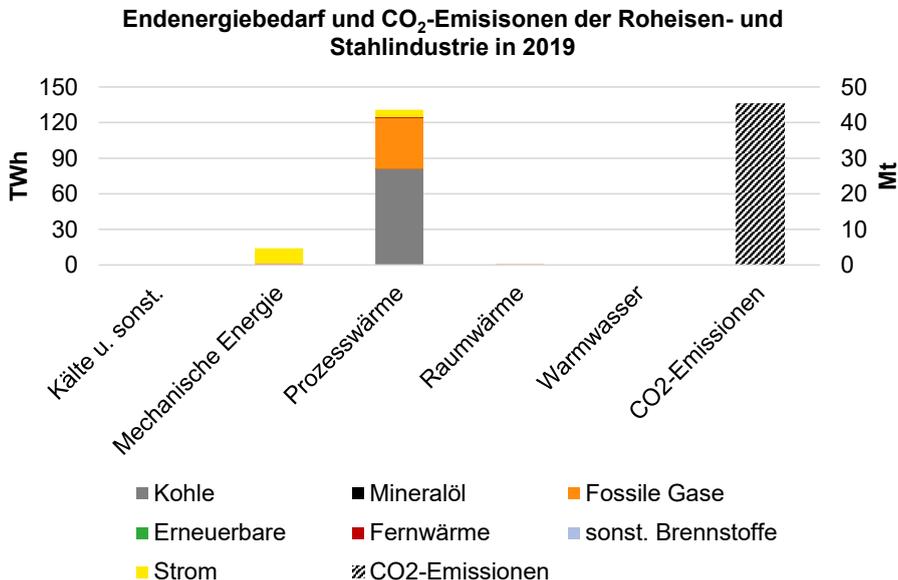


Abbildung 2.12 Energieträgereinsatz in TWh nach Anwendungsbereich und CO₂-Emissionen der Roheisen- und Stahlindustrie in 2019 (Daten aus [27] und [29])

Zurzeit finden in Deutschland hauptsächlich zwei Verfahren zur Herstellung von Rohstahl Anwendung. Etwa 70% der Gesamtproduktion wurden 2019 über die konventionelle Hochofenroute 27,7 Mt Rohstahl hergestellt. Weniger als ein Drittel (11,9 Mt) wurde über den Elektrolichtbogenofen (EAF) produziert. Diese zwei Verfahren sowie innovative zukünftige Verfahren werden im Folgenden kurz vorgestellt.

Hochofenroute

Die Hochofenroute besteht aus zwei miteinander gekoppelten Verfahrensschritten: Dem eigentlichen Hochofen, in dem das Eisenerz zu Roheisen reduziert wird, und dem anschließenden Sauerstoff-Konverter, in dem der Kohlenstoffgehalt des Roheisens auf unter 2%

gebracht wird. Im Hochofen werden Koks-kohle, Eisenerz und weitere Zuschlagstoffe als Gemisch (Möller) geschichtet. In der untenliegenden Schmelzzone wird die Koks-kohle verbrannt, damit Kohlenmonoxid und die freiwerdende thermische Energie das Eisenerz folgendermaßen reduzieren (vgl. Gl. 2.1) [32].



Sowohl bei dieser Reaktion als auch beim anschließenden Auffrischen mit Sauerstoff entstehen große Mengen CO_2 . Durch das Sauerstofffrischen im Sauerstoffkonverter (Einblasen von Sauerstoff in das flüssige Roheisen) reagiert der überflüssige Kohlenstoffanteil im flüssigen Eisen mit dem Sauerstoff zu CO_2 [33]. Sobald der Kohlenstoffanteil im flüssigen Eisen auf unter 2% gebracht wurde, ist das Auffrischen abgeschlossen und Rohstahl für die weitere Verarbeitung entstanden. Über die gesamte Prozesskette gesehen fallen ca. 1,7 t CO_2 /t Rohstahl an bei einem Energiebedarf von ca. 5 MWh/t Rohstahl [34].

Elektrolichtbogenofen

Dieses Verfahren dient aktuell zur Wiederverwertung von Stahlschrotten und ist damit Teil der Sekundärroute zur Stahlherstellung. Als Rohstoff dient diesem Verfahren Stahlschrott, d.h. das darin enthaltene Eisen ist bereits reduziert, sodass der energie- und CO_2 -intensive Prozessschritt der Reduktion entfällt. Zwischen den Elektroden wird mit hoher elektrischer Spannung ein Lichtbogen aufgebaut, wodurch der Stahlschrott bei über $1700^\circ C$ aufgeschmolzen wird. Um den gewünschten Kohlenstoffgehalt im Rohstahl zu erhalten, wird meist Roheisen aus dem Hochofen hinzugesetzt [35]. Obwohl er abhängig von der Verfügbarkeit sowie der Qualität und insbesondere Sortenreinheit von Stahlschrott ist, ist der Energieeinsatz mit 0,9 MWh/t Rohstahl weniger als 1/5 so energieintensiv wie die konventionelle Hochofenroute [34]. Die CO_2 -Emissionen des Elektrolichtbogenofens sind fast ausschließlich auf die mit dem Strommix assoziierten indirekten CO_2 -Emissionen zurückzuführen. Je CO_2 -ärmer der deutsche Strommix, desto weniger CO_2 -intensiv ist das Recycling von Stahlschrott.

Direktreduktion mit Wasserstoff

Die Direktreduktion mit Wasserstoff ist eines der vielversprechendsten zukünftig verfügbaren Verfahren zur Herstellung von Rohstahl. Anstelle von kohlenstoffhaltigen Reduktionsmitteln kann in diesem Verfahren Wasserstoff zur Reduktion des Eisenerzes eingesetzt werden. Die Reduktionsgleichung der Hochofenroute ändert sich dementsprechend (vgl. Gl. 2.2) [36].



Aus Eisenerz und Wasserstoff werden Roheisen, das als poröser sogenannter Eisenschwamm vorliegt, und Wasser. Der Eisenschwamm wird anschließend im Elektrolichtbogenofen zu Rohstahl aufgeschmolzen. Da bei der Direktreduktion mit Wasserstoff kein Kohlenstoff in den Eisenschwamm gelangt, muss beim Aufschmelzen im Elektrolichtbogenofen zusätzlicher Kohlenstoff im gewünschten Anteil hinzugefügt werden. Allerdings entstehen so bei der Reduktion mit Wasserstoff keine prozessbedingten CO_2 -Emissionen [37]. Die einzige Emissionsquelle kann die Synthese von Wasserstoff sein. Durch den Einsatz von Strom aus erneuerbaren Quellen in der Wasserelektrolyse kann die Direktreduktion mit Wasserstoff zu einem CO_2 -neutralen Herstellungsverfahren von Rohstahl werden.

Insbesondere in zukünftigen Energiesystemen mit einer fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung gewinnt die Wasserstoffdirektreduktion an wirtschaftlicher Bedeutung [38–40].

Die Energie- und Massebilanzen sowie die techno-ökonomischen Parameter der Roheisen- und Stahlherstellung finden sich in Tabelle 2.1.

Tabelle 2.1 Investitionskosten und spezifischer Energiebedarf ausgewählter Stahlherstellungsverfahren

	Invest- kosten ^a	Spezifischer Energiebedarf ^b					Bezugs- größe
		2020 (2050)	Strom	Kohle/ Koks	Erdgas	Wasser- stoff	
	€/t	kWh/kg	kWh/kg	kWh/kg	kWh/kg	kWh/kg	
Hochofen	365 (365)	0,062	5,057	0,072			Roheisen
Sauerstoff- konverter	128 (128)	0,018		0,108			Rohstahl
Elektrolicht- bogenofen	184 (184)	0,576				0,215	Rohstahl
H ₂ -Direkt- reduktion	220 (220)	0,127			1,808	1,516	Eisen- schwamm

^a angelehnt an [36,41,42]

^b angelehnt an [31,34,36,42–47]

Die in der Literatur vorhandenen Investitionskosten beziehen sich dabei stets auf den Neubau einer Anlage. Für die fixen Betriebskosten werden 5% der Investitionskosten angenommen, falls keine expliziten Angaben getroffen worden sind. Die variablen Betriebskosten der Anlagen können nicht pauschal angegeben werden, da sich die Strom- und Brennstoffkosten aus dem Modell ergeben (Annahmen zu Kosten für Energieträgerimporte werden in Kapitel 5.1 angegeben). Bei der konventionellen Hochofenroute fallen prozessbedingt ca. 1,42 kg CO₂ pro produzierter Tonne Rohstahl an. Falls Strom, Prozesswärme und Wasserstoff im Energiesystem aus erneuerbaren Quellen erzeugt werden, können Elektrolichtbogenofen und Wasserstoffdirektreduktion als nahezu CO₂-neutral betrachtet werden. Die benötigte Prozesswärme für den Elektrolichtbogenofen und die Wasserstoffdirektreduktion können sowohl durch Erdgas- als auch durch Wasserstoffverbrennung bereitgestellt werden. Bei der Erdgasverbrennung fallen dementsprechend spezifische CO₂-Emissionen an, die im Modell berücksichtigt werden müssen.

2.2.2 Nichteisenmetalle

Unter der Nichteisenmetallindustrie (NE-Metallindustrie) wird die Herstellung von Aluminium, Kupfer und Zink sowie weiterer Metalle (z.B. Blei, Gold, Silber, Platin) zusammengefasst. Für die gesamte NE-Metallindustrie lag der Endenergieverbrauch 2019 bei 34 TWh, wobei die Herstellungsverfahren bereits stark elektrifiziert sind, sodass Strom daran einen Anteil von 56% hatte [27]. Mit ca. 5 Mt CO₂-Emissionen hat die NE-Metallindustrie einen Anteil von 3% an den gesamten Industrieemissionen [29]. Aufgrund der hohen Energie- und Emissionsintensität beschränkt sich dieses Kapitel beispielhaft auf die Erläuterung der Verfahren zur Aluminiumproduktion.

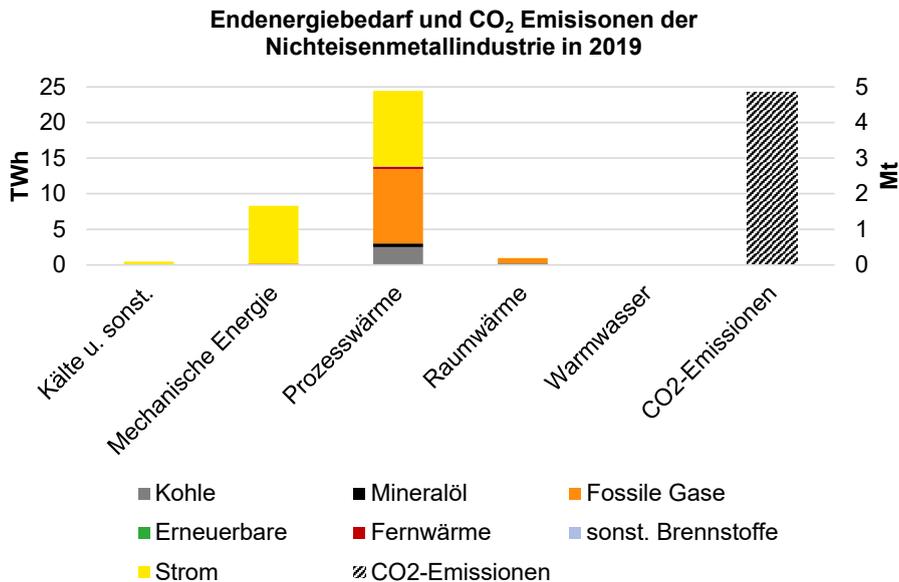


Abbildung 2.13 Energieträgereinsatz in TWh nach Anwendungsbereich und CO₂-Emissionen der Nichteisenmetallindustrie in 2019 (Daten aus [27] und [29])

In Deutschland wurden 2019 ca. 1,2 Mt Aluminium produziert. Davon waren 42% primäres Rohaluminium und 58% wurden aus Aluminiumschrott hergestellt. Im Vergleich zur Rohstahlherstellung lässt sich damit ein deutlich höherer Recyclinganteil beobachten [48]. Zur Herstellung von Primäraluminium wird in Deutschland ein zweistufiges Verfahren eingesetzt. Der Ausgangsstoff Bauxit wird zunächst im Bayer-Verfahren zu reinem Aluminiumoxid umgewandelt, aus dem wiederum im anschließenden Hall-Héroult-Prozess (Schmelzflusselektrolyse) reines Aluminium gewonnen wird. Zur Herstellung von Sekundäraluminium wird Aluminiumschrott in Umschmelzbetrieben aufgeschmolzen und unter anderem von Legierungsresten bereinigt [49].

Bayer-Verfahren

Als Ausgangsstoff für die Primäraluminiumproduktion dient das Aluminiumerz Bauxit, welches zunächst unter Druck mit Natronlauge versetzt wird, um so ungewünschte Verbindungen herauszulösen (Gl. 2.3). Als Produkte entstehen dadurch das gewünschte feste Aluminiumhydroxid und eine Masse aus ungelösten Rückständen (hauptsächlich Eisenverbindungen) der sogenannte Rotschlamm. Durch den hohen Gehalt an Schwermetallen und Natronlauge, lässt sich Rotschlamm nur sehr schwer behandeln und wird meist auf Deponien gelagert. Bei mangelnder Sicherheitsüberprüfung birgt diese Form der Endlagerung ein hohes Risiko und hat in der Vergangenheit bereits zu erheblichen Umweltschäden geführt [50]. Obwohl es einige Anwendungen für die Weiterverarbeitung und Nutzung von Rotschlamm gibt, sind diese zu kleinskalig, als dass die anfallenden ca. 1 kg Rotschlamm pro produziertem Kilogramm Aluminiumoxid dadurch effektiv beseitigt werden könnten. Das feste Aluminiumhydroxid wird anschließend bei ca. 1250 °C in Drehrohröfen zu Aluminiumoxid gebrannt (Gl. 2.4).

Insgesamt lässt sich der Bayer-Prozess durch folgende Gleichungen beschreiben [51]:



Der Energiebedarf für beide Prozessschritte liegt bei 3,5 kWh pro kg Aluminiumoxid. Da die Drehrohröfen zumeist mit fossilen Brennstoffen (z.B. Erdgas und Kohle) betrieben werden, resultieren daraus spezifische CO₂-Emissionen in Höhe von ca. 0,83 kg/kg Aluminiumoxid [52].

Hall-Héroult-Verfahren

Beim Hall-Héroult-Verfahren wird Aluminiumoxid zusammen mit einem flüssigen Elektrolyt-Gemisch aus Kryolith in einer Elektrolysezelle vermengt und weiterverarbeitet. Hier wird über Anoden, die in das Gemisch eingetaucht werden, eine Stromquelle angeschlossen (ca. 5 V und 350 kA). Dabei wird das Aluminiumoxid in Aluminium- und Sauerstoffionen aufgetrennt. Die Aluminiumionen nehmen an der Kathodenwanne Elektronen auf und reduzieren zu Aluminium. Die Sauerstoffionen reagieren an den Anoden (zumeist aus Graphit) mit dem Kohlenstoff zu CO₂ [52].



Dieses stromintensive Verfahren hat einen Energiebedarf von ca. 21 kWh/kg Aluminium, sodass die Energiebilanz über die ganze Prozesskette (Bayer-Verfahren und Hall-Héroult-Verfahren) bei ca. 27,5 kWh/kg Aluminium liegt und CO₂-Emissionen in Höhe von 5,4 kg CO₂/kg Aluminium emittiert werden [52].

Sekundäraluminium

Um aus Aluminiumschrott wieder neues Aluminium herzustellen, ist wie bei den meisten Recyclingverfahren zunächst eine Vorbehandlung des Schrottes nötig. Dabei wird der Aluminiumschrott nach Qualitätsstufen sortiert und auf ein Einheitsmaß zurechtgeschnitten. Danach werden Verunreinigungen und andere unerwünschte Beschichtungen (z.B. Lacke, Farben, Öle) entfernt, um ein möglichst reines Aluminiumprodukt zu erhalten und Downcycling zu vermeiden. Der Schrott wird anschließend bei ca. 700°C aufgeschmolzen und von weiteren Unreinheiten gereinigt. Dieser Aufschmelzprozess benötigt nur etwa 5% der Energie, die für die Primärproduktion von Aluminium benötigt wird, und kann durch verschiedene (auch nicht fossile) Brennstoffe bereitgestellt werden.

Die Energie- und Massebilanzen, sowie die techno-ökonomischen Parameter der einzelnen Verfahren in der Nichteisen-Metallindustrie finden sich in Tabelle 2.2.

Tabelle 2.2 Investitionskosten und spezifischer Energiebedarf ausgewählter Prozesse der NE-Metallindustrie

	Invest- kosten ^a 2020 (2050) €/t	Spezifischer Energiebedarf ^b				Bezugs- größe
		Strom kWh/kg	Kohle/ Koks kWh/kg	Erdgas kWh/kg	Prozess- wärme kWh/kg	
Hall-Heroult- Prozess	5000 (5000)	15,622	3,413		0,739	Aluminium
Aluminium- schmelzofen	500 (500)	0,7811				Aluminium
Hall-Heroult- Prozess (inert)	5500 (5500)	19,528				Aluminium
Primärkupfer	2873 (2873)	1,436	0,101	1,016		Kupfer
Kayser-Recycling System	1810 (1810)	0,858	0,120	0,556		Kupfer
Primärzink	1520 (1520)	3,989			0,034	Zink
Wälzoxid-Prozess	2000 (2000)	4,078	0,15	0,051		Zink
Zink Schmelzofen	315 (315)	0,08		0,694	1,34	Zink

^a angelehnt an [53,54] und Experteninterview mit *Trimet Aluminium SE*

^b angelehnt an [48,51,52,55–60]

Die Verfahren der NE-Metallindustrie zeichnen sich bereits heute durch eine hohe Elektrifizierung aus, wodurch die CO₂-Emissionen, die bei der Stromerzeugung entstehen, entscheidend für spätere Prozessroutenwechsel sind. Die Bereitstellung der zusätzlich benötigten Prozesswärme ist im Modell nicht an einen bestimmten Energieträger gebunden, sondern Teil der Optimierung.

2.2.3 Verarbeitung von Steinen und Erden

Im Wirtschaftszweig der Verarbeitung von Steinen und Erden werden die Herstellung von Zement, Kalk und Gips, sowie die Herstellung von Erzeugnissen daraus, und die Bearbeitung von Natursteinen zusammengefasst. Dabei lag der Energieverbrauch dieser Branche in 2019 bei ca. 57 TWh mit einem CO₂-Ausstoß von ca. 35 Mt, was einem Anteil von ca. 20% an den gesamten Industrieemissionen entsprach (Abbildung 2.14). Stellvertretend wird im Folgenden die Herstellung von Zement vorgestellt, bei der fast 60% der CO₂-Emissionen anfallen [29].

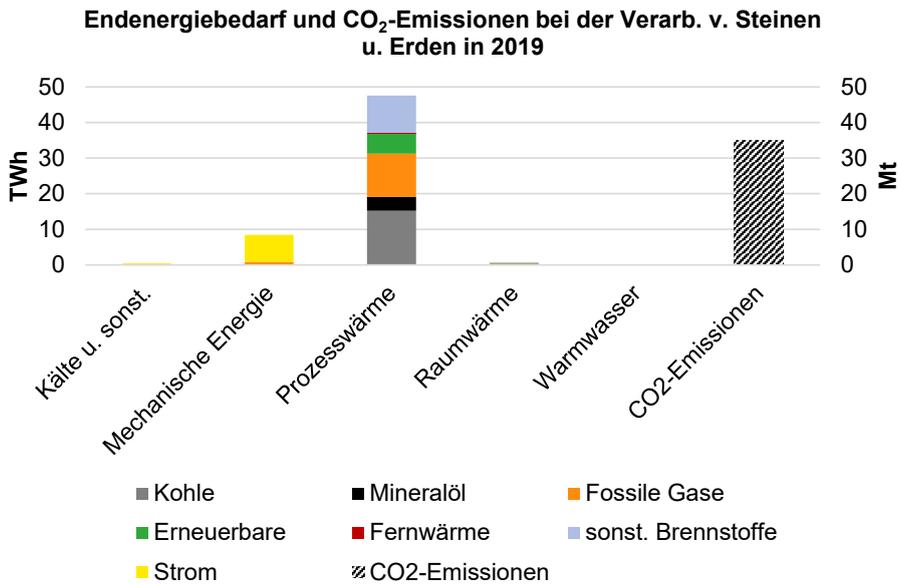
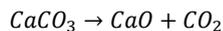


Abbildung 2.14 Energieträgereinsatz in TWh nach Anwendungsbereich und CO₂-Emissionen bei der Verarbeitung von Steinen und Erden in 2019 (Daten aus [27] und [29])

Zementherstellung

In Deutschland wurden 2019 ca. 34 Mt Zement hergestellt [61]. Dabei sind die wichtigsten Abnehmer der Tiefbau, Wohnungs- und Nichtwohnungsbau. Für die Herstellung von Zement wird in Deutschland nur ein Verfahren angewendet. Dabei wird zunächst Zementklinker hergestellt, der anschließend mit Gips zu Zement zermahlen wird. Als Ausgangsstoffe für die Zementklinkerproduktion dienen Kalkstein, Ton, Sand und Eisenerz. Diese natürlichen Rohstoffe werden in Steinbrüchen abgebaut, zerkleinert, vermahlen und getrocknet. Das daraus resultierende sogenannte Rohmehl wird in einem Drehrohrofen bei über 1350°C gebrannt. Dabei ist der Drehrohrofen so gelagert, dass das Rohmehl sukzessive zur am Ende des Ofens befindlichen Flamme befördert wird, bis es schließlich sintert [62]. Dieser Brennvorgang, bei dem Calciumcarbonat, welches sich in den Rohstoffen befindet, zu Calciumoxid reagiert, wird Kalzination genannt (Gl. 2.7).



Gl. 2.7

Calciumcarbonat ist wiederum Grundbestandteil der Stoffe, die dem Zement seine Eigenschaften geben (Tricalciumsilikat, Dicalciumsilikat, Tricalciumaluminat, Tetracalciumaluminatferri). CO₂-Emissionen entstehen einerseits bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern zur Prozesswärmebereitstellung im Drehrohrofen (energiebedingt) und andererseits beim Brennen von Kalk (prozessbedingt, vgl. Gl. 2.7). Während die energiebedingten Emissionen durch Substitution mit erneuerbaren Brennstoffen vermieden werden können, sind die prozessbedingten Emissionen an den Rohstoff und das Verfahren selbst gebunden und daher nicht ohne Weiteres vermeidbar. Das Brennen von Zementklinker setzt spezifische CO₂-Emissionen von 0,53 kg/kg Zementklinker frei [63, S. 297]. Möglichkeiten zur Reduktion der prozessbedingten CO₂-Emissionen beschränken sich weitgehend

auf CO₂-Abscheidung mit anschließender Speicherung [64]. Da die Speicherung in den Szenarien allerdings nicht erlaubt ist, muss CO₂ nach der Abscheidung rohstofflich weiterverwendet werden.

Die Energie- und Massebilanzen, sowie die techno-ökonomischen Parameter der Zementherstellung finden sich in Tabelle 2.3.

Tabelle 2.3 Investitionskosten und spezifischer Energiebedarf der Zementherstellung

	Invest- kosten ^a 2020 (2050) €/t	Spezifischer Energiebedarf ^b		Bezugsgröße
		Strom kWh/kg	Prozesswärme kWh/kg	
Zementproduktion	62 (62)	0,031	0,779	Zementklinker

^a angelehnt an [64,65]

^b angelehnt an [61,62,66]

Der aufgeführte Prozesswärmebedarf wird heute hauptsächlich durch fossile Brennstoffe und Ersatzbrennstoffe (Müllverbrennung) bereitgestellt. Bis zum Jahr 2050 ist der Brennstoffeinsatz im Modell Teil der Optimierung, sodass durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger eine Option zur Reduktion der CO₂-Emissionen vorhanden ist.

2.2.4 Glas und Glasfaser

Die Anwendungen von Glas und Glasprodukten reichen von Lebensmittelverpackungen, über Fensterscheiben und Dämmmaterial im Baugewerbe, bis zu Displays und Leuchtmitteln [67]. Dementsprechend breit gefächert sind die Produktkategorien der Glasherstellung: Die Unterteilung erfolgt in die Bereiche Herstellung von Flachglas (für z.B. Fensterscheiben), Herstellung von Hohlglas (für z.B. Lebensmittelverpackungen), Herstellung von Spezialglas (für z.B. Reagenzgläser), und die Herstellung von Glasfaser (für z.B. Dämmmaterialien). Insgesamt wurden über alle vier Bereiche 7,4 Mt Glaswaren im Jahr 2019 hergestellt [68]. Damit ging ein Energieverbrauch von 23 TWh und CO₂-Emissionen in Höhe von 4,7 Mt einher (Abbildung 2.15).

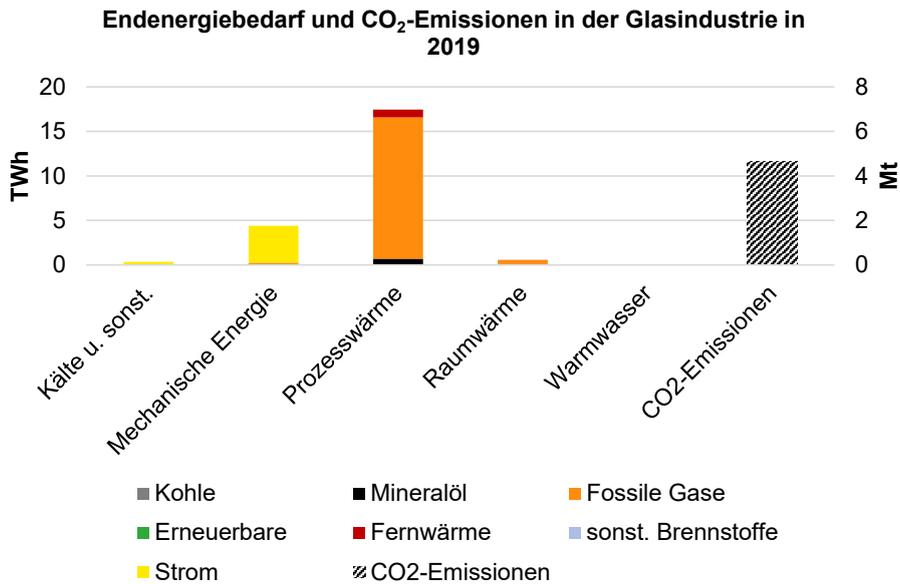


Abbildung 2.15 Energieträgereinsatz in TWh nach Anwendungsbereich und CO₂-Emissionen in der Glasindustrie in 2019 (Daten aus [27] und [29])

Glaserstellung

Grundstoff für die Glasherstellung ist ein Gemenge aus Quarzsand, Kalkstein und Soda. Dieses wird bei ca. 1500°C in Schmelzwannen aufgeschmolzen. Anschließend wird das flüssige Glas weiterverarbeitet, geformt und entspannt. Das Aufschmelzen des Gemenges hat sowohl den größten Energiebedarf als auch die höchsten CO₂-Emissionen. Spezifisch gesehen werden 0,75 kg CO₂ pro kg verkaufsfertigem Glas emittiert (Abschätzung basierend auf [69]). Hauptenergieträger für die Schmelzwannen sind heute Erdgas, Heizöl und Strom. Grundsätzlich können aber auch andere Brennstoffe für die Prozesswärmebereitstellung verwendet werden [69]. Fast 3 Mt Altglas wurden 2019 gesammelt, von denen ca. 85% verwertet werden konnten. Damit hat Glasrecycling eine der höchsten Verwertungsquoten weltweit. Altglas in Form von Bruchscherben kann dem Rohgemenge in gewissen Anteilen zugeführt werden, um den Energieeinsatz zum Aufschmelzen zu senken. Ungefähr 3% des Energieeinsatzes können pro 10% Scherbeneinsatz im Gemenge eingespart werden [70]. Außerdem werden durch den Scherbeneinsatz weniger Primärrohstoffe benötigt, die beim Aufschmelzen für die Prozessemissionen verantwortlich sind.

Eine Auflistung der hier berücksichtigten Schmelzverfahren und deren techno-ökonomische Annahmen finden sich in Tabelle 2.4.

Tabelle 2.4 Investitionskosten und spezifischer Energiebedarf ausgewählter Verfahren der Glasherstellung

	Invest- kosten ^a 2020 (2050) €/t	Spezifischer Energiebedarf ^b				Bezugsgröße
		Strom kWh/kg	Erdgas kWh/kg	Heizöl kWh/kg	Wasser- stoff kWh/kg	
Schmelzwanne Flachglas	195 (195)	0,10 - 1,10	0,36 - 1,90	1,49 - 1,77	0,20 - 2,09	Flachglas
Schmelzwanne Glasfaser	195 (195)	0,09 - 1,00	0,37 - 2,10		0,20 - 2,31	Glasfaser
Schmelzwanne Hohlglas	195 (195)	0,09 - 1,00	0,26 - 1,40	1,07 - 1,30	0,14 - 1,54	Hohlglas
Schmelzwanne Spezialglas	195 (195)	0,12 - 1,25	0,66 - 3,29		0,36 - 3,85	Spezialglas

^a angelehnt an [54,71,72]

^b angelehnt an [73–81]

Die Schmelzwannen zur Glasherstellung können auf Basis des jeweils verwendeten Hauptenergieträgers aufgeteilt werden. Dabei wird heute auf Erdgas, Heizöl und Strom gesetzt. Für die erdgas- und heizölbefeuerten Schmelzwannen gibt es außerdem die Möglichkeit einer elektrischen Zusatzheizung. Außerdem kann bei erdgasbefeuerten Wannen anstelle von Luft Sauerstoff für die Feuerung eingesetzt werden (Oxyfuel-Verfahren). In Zukunft stehen dem Modell mit einer Superboost- (80% Strom, 20% Erdgas), einer Wasserstoff- (100% Wasserstoff) und einer Gasmix-Wanne (80% Erdgas, 10% Wasserstoff, 10% Strom) drei weitere Schmelzwannen zu Verfügung. Da der spezifische Energieträgereinsatz für jede Schmelzwanne und in Abhängigkeit der zu produzierenden Glasart variiert, sind in Tabelle 2.4 durchschnittliche Werte über alle Wannen angegeben.

2.2.5 Zellstoff und Papier

Die deutsche Papierindustrie produziert Produkte, die in vier große Segmente unterteilt werden können. Insgesamt wurden 21,1 Mt Papierprodukte im Jahr 2019 produziert [82]. Davon entfallen mehr als die Hälfte auf Papier, Karton und Pappe für Verpackungen (12,1 Mt). Darüber hinaus wurden weiter 7,1 Mt grafische Papiere, 1,5 Mt Hygiene-Papiere und 1,4 Mt technische Spezial-Papiere hergestellt [83]. Die Papierproduktion besitzt im Vergleich zu anderen Industriebranchen einen überdurchschnittlich hohen Biomasseanteil am Energieeinsatz. Insgesamt hatte sie im Jahr 2019 einen Endenergiebedarf von 57 TWh (39 TWh Brennstoffeinsatz, davon 19% biomassebasiert). Die CO₂-Emissionen lagen bei 10,7 Mt, die ausschließlich auf den Brennstoffeinsatz zurückzuführen sind (Abbildung 2.16).

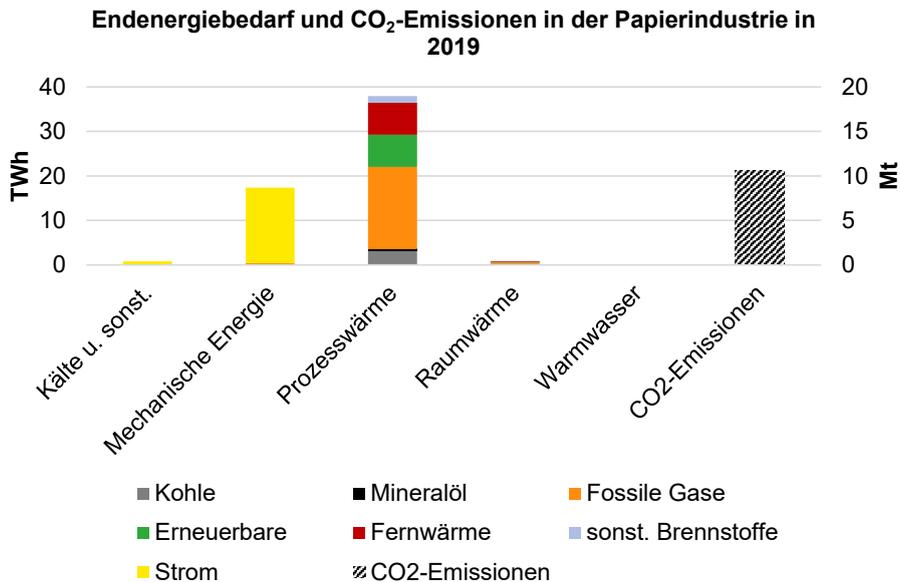


Abbildung 2.16 Energieträgereinsatz in TWh nach Anwendungsbereich und CO₂-Emissionen in der Papierindustrie in 2019 (Daten aus [27] und [29])

Papierherstellung

Als Rohstoff für die Herstellung von Papier werden Cellulosefasern verwendet, die in industriellen Verfahren aus Holz gewonnen werden. Je nachdem wie diese Fasern aufbereitet werden, handelt es sich um Holzstoff (wenn das Holz mechanisch zerkleinert wurde) oder um Zellstoff (wenn das Holz chemisch aufgeschlossen wurde). Die Verwendung von Holzstoff gibt dem Endprodukt eine höhere Stabilität, da bei der mechanischen Zerkleinerung Lignine im Holzstoff verbleiben, und wird daher vorwiegend für die Produktion von Kartons verwendet. Beim chemischen Aufschließen wird Lignin entfernt, da dieses bei Lichteinfluss zum Vergilben des Papiers führt und für höherwertige Papierprodukte ungeeignet wäre [84]. Die aufbereiteten Faserstoffe (Papierbrei) werden in einer Papiermaschine zu Papierbahnen verpresst. Dabei muss der Papierbrei, dessen Wassergehalt zu Beginn bei mehr als 90% liegt, getrocknet und entwässert werden. Der größte Energiebedarf der Papierproduktion entsteht beim Aufschließen der Faserstoffe und beim anschließenden Pressen und Trocknen [85]. Anstelle von Holz als Primärrohstoff werden heute zu großen Teilen Faserstoffe aus Altpapier eingesetzt (für Verpackungspapier > 90%). Aufgrund von qualitativ hochwertigen Sammel- und Erfassungssystemen von Altpapier, wurden 2019 so viele Faserstoffe aus Altpapier eingesetzt, dass Sekundärrohstoffe 78% des eingesetzten Rohstoffmix ausmachten [82]. Auch aufgrund dieser Recyclingquoten liegt der spezifische Energieverbrauch im Durchschnitt bei 2,6 MWh/t Papier [83].

Eine Auflistung der Verfahren zur Papierherstellung und deren techno-ökonomische Annahmen finden sich in Tabelle 2.5.

Tabelle 2.5 Investitionskosten und spezifischer Energiebedarf ausgewählter Verfahren der Papierherstellung

	Invest- kosten ^a 2020 (2050) €/t	Spezifischer Energiebedarf ^b		Bezugsgröße
		Strom kWh/kg	Prozesswärme kWh/kg	
Papiermaschine Graphikpapier	1300 (1300)	0,458	1,019	Graphikpapier
Papiermaschine Verpackungspapier	1058 (1058)	0,144	1,019	Verpackungspapier
Papiermaschine Hygienepapier	1705 (1705)	0,971	1,019	Hygienepapier
Papiermaschine Spezialpapier	1108 (1108)	0,231	1,019	Spezialpapier
Mechanische Zerfaserung	300 (300)	2,745	-1,127	Holzstoff
Chemische Zerfaserung	1355 (1355)	0,702	5,859	Faserstoff

^a angelehnt an [85,86]

^b angelehnt an [87–89]

Dem hohen Anteil von Biomasse am Rohstoffeinsatz der Papierherstellung geschuldet, machen biogene Reststoffe und Nebenprodukte, wie in Abbildung 2.16 zu erkennen ist, einen relativ hohen Anteil an der Prozesswärmebereitstellung und zusätzlich auch an der on-site Stromerzeugung aus. Zusätzlich wird in industriellen Heizkraftwerken Erdgas eingesetzt, um Strom und Prozesswärme zu erzeugen. Zukünftig ist der Einsatz weiterer biogener Energieträger oder bspw. Wasserstoff denkbar und dementsprechend auch Teil der Modelloptimierung.

2.2.6 Grundstoffchemie und Raffinerien

In der Grundstoffchemie wurden 2019 in Deutschland 145 TWh Strom und Brennstoffe eingesetzt und zusammen mit den Raffinerien 45 Mt CO₂-Emissionen emittiert (Abbildung 2.17). Erdgas und Strom haben dabei den Großteil des energetischen Einsatzes ausgemacht. Wie bereits in Kapitel 2.1.2 erwähnt, zeichnet sich die Grundstoffchemie besonders durch einen hohen Einsatz von Energieträgern zur stofflichen Nutzung in der Produktion aus. Der gesamte nicht-energetische Verbrauch betrug 2019 ca. 215 TWh. Davon entfiel fast der gesamte Anteil auf die chemische Industrie (ca. 96%). Im Jahr 2019 wurden außerdem Erdölderivate in Form von Rohbenzin (Naphtha) in Höhe von 13,3 Mt (ca. 158 TWh) und 37 TWh Erdgas eingesetzt [90].

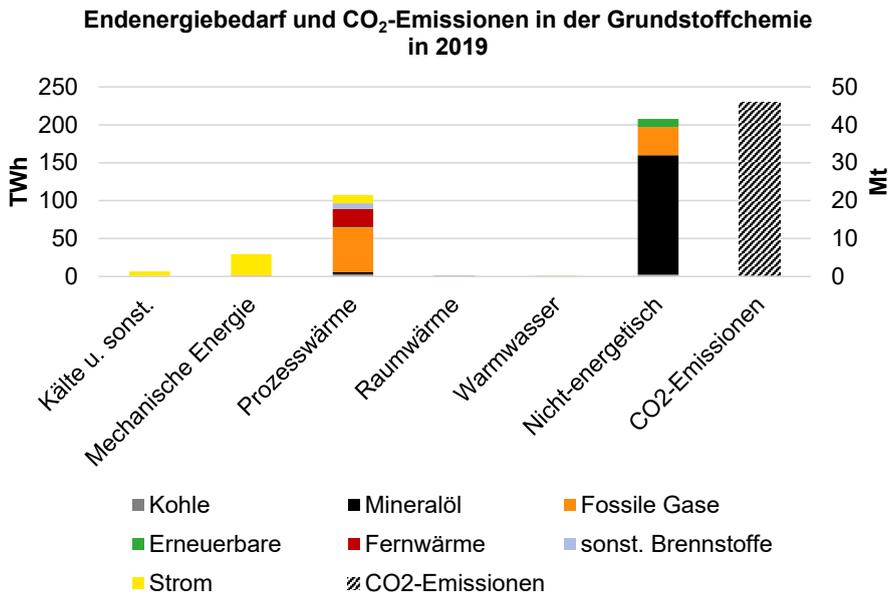


Abbildung 2.17 Energieträgereinsatz in TWh nach Anwendungsbereich und CO₂-Emissionen in der Grundstoffchemie und den Raffinerien in 2019 (Daten aus [27] und [29])

Wenige chemische und petrochemische Produkte sind für mehr als 75% der CO₂-Emissionen in diesem Sektor verantwortlich [91]. Der Fokus der nachfolgenden Analysen liegt daher auf den Verfahren zur Herstellung der chemischen Produkte Chlor, Wasserstoff, Ammoniak, Harnstoff, Methanol, und der hoch-veredelten Petrochemikalien (HVC).

Ammoniaksynthese

In Deutschland wurden 2019 ca. 2,5 Mt Ammoniak produziert [92], von denen ca. 80% als Düngemittel verwendet werden [93]. Ammoniak wird konventionell über das Haber-Bosch-Verfahren synthetisiert. Dazu wird in einem ersten Schritt über Erdgas-Dampfreformierung Wasserstoff synthetisiert. Dabei reagiert Erdgas mit Wasserdampf bei ca. 800°C zu einem Synthesegas aus Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff (Gl. 2.8).



Durch Zugabe von Druckluft gelangt der darin enthaltene Stickstoff in das Synthesegas. Zusätzlich wird Kohlenstoffmonoxid zu Kohlenstoffdioxid oxidiert, das im Anschluss leichter als Kohlenstoffmonoxid abgetrennt werden kann. Das gereinigte Synthesegas aus Stickstoff und Wasserstoff reagiert dann in einem Hochdrucktank bei ca. 450°C zu Ammoniak (Gl. 2.9) [94].



Insgesamt werden bei diesem Verfahren ca. 5,8 MWh Erdgas/t Ammoniak für die Wasserstoffherstellung benötigt und weitere 1,8 MWh/t Ammoniak in Form von Prozesswärme und ca. 2 MWh/t Ammoniak in Form von Strom. Die dabei auftretenden Prozessemissionen belaufen sich auf 1,2 t CO₂/t Ammoniak [24]. Da diese Emissionen auf die

Dampfreformierung zurückzuführen sind, wäre eine zukünftige Wasserstoffsynthese ohne prozess- und energiebedingte CO₂-Emissionen (z.B. Wasserelektrolyse mit grünem Strom) eine emissionsneutrale Alternative.

Eine Auflistung ausgewählter Verfahren zur Herstellung wichtiger Grundstoffchemikalien und deren techno-ökonomische Annahmen (angelehnt an [24,91,95]) finden sich in Tabelle 2.6.

Tabelle 2.6 Investitionskosten und spezifischer Energiebedarf ausgewählter Produktionsprozesse der chemischen Industrie

	Invest- kosten ^a 2020 (2050) €/t	Spezifischer Energiebedarf ^b				Bezugs- größe
		Strom kWh/kg	Erdgas kWh/kg	Wasser- stoff kWh/kg	Prozess- wärme kWh/kg	
Chlor-Alkali-Elektrolyse	404 (404)	2,35			0,3	Chlor
Haber-Bosch-Verfahren	670 (670)	2,07	5,83		1,83	Ammoniak
Haber-Bosch-Verfahren (H ₂)	500 (500)	1,72		5,93	1,83	Ammoniak
		Strom kWh/kg	Erdgas kWh/kg	Erdöl kWh/kg	Prozess- wärme kWh/kg	
Methanol (Dampfreformierung)	400 (400)	0,17	6,94		3,14	Methanol
Methanol (partielle Oxidation)	530 (530)	0,18		9,22		Methanol
		Strom kWh/kg	Wasser- stoff kWh/kg	Bio- masse kWh/kg	Prozess- wärme kWh/kg	
Methanol (H ₂)	197 (197)	1,5	6,33			Methanol
Methanol (Bio-masse)	400 (400)	0,17		10,08	3,33	Methanol

^a angelehnt an [24]

^b angelehnt an [91,95]

Bei der Ammoniaksynthese kann sowohl Erdgas (Wasserstoffgewinnung aus Dampfreformierung) als auch direkt extern (aus dem Energiesystem heraus) bereitgestellter Wasserstoff eingesetzt werden. Dabei werden Erdgas und Wasserstoff rohstofflich (also nicht-energetisch) verwendet. Zusätzlich benötigte Prozesswärme wird zwar im konventionellen Haber-Bosch-Verfahren auch durch Erdgas bereitgestellt, kann aber zukünftig auch durch erneuerbare Energieträger substituiert werden. Bei der Methanolsynthese kann anstelle von Erdgas (Wasserstoffgewinnung aus Dampfreformierung) oder Schweröl (Wasserstoffgewinnung aus partieller Oxidation) sowohl extern bereitgestellter Wasserstoff als auch Biomasse eingesetzt werden. Auch bei diesem Energieträgereinsatz handelt es sich um einen nicht-energetischen Bedarf. Da allerdings bei der rohstofflichen Verwendung von extern bereitgestelltem Wasserstoff der für die Methanolsynthese notwendige Kohlenstoff (1,37 kg CO₂ pro kg Methanol) fehlt, muss dieser zusätzlich bereitgestellt werden.

Weitere Verfahren, die im Energiesystemmodell abgebildet sind und bei denen CO₂ rohstofflich eingesetzt werden kann, sind in Tabelle 2.7 zu finden.

Tabelle 2.7 Investitionskosten und spezifischer Energiebedarf ausgewählter Verfahren zur Herstellung hoch-veredelter Chemikalien (HVC) und synthetischer Raffinerieerzeugnisse

	Invest- kosten ^a	Spezifischer Energiebedarf ^b				Bezugs- größe
	2020 (2050) €/t	Strom kWh/kg	Methanol kg/kg	Naphtha kg/kg	Wasserstoff kWh/kWh	
Methanol-to-Olefins	268 (268)	1,39	2,34			HVC
Steamcracker	1700 (1700)	0,1		1,22		HVC
Steamcracker (el, Heizung)	250 (250)	4,7		1,22		HVC
Fischer- Tropsch- Synthese	788 (500)	kWh/kWh			1,32	Diesel/ Benzin/ Kerosin
		3,5				

^a angelehnt an [96–98]

^b angelehnt an [24,99,100]

Für die Erzeugung von hoch-veredelten Chemikalien wird klassischerweise Rohbenzin (Naphtha) eingesetzt. Zukünftig wird es aber auch möglich sein Methanol rohstofflich zu verwenden und über Methanol-to-Olefins hoch-veredelte Chemikalien herzustellen. Methanol, das durch grünen Wasserstoff erzeugt wurde, kann zur Defossilisierung der Petrochemie beitragen. Weitere Raffinerieerzeugnisse (Diesel, Benzin, Kerosin) können mit Hilfe der Fischer-Tropsch-Synthese hergestellt werden. Das dafür benötigte Synthesegas besteht aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid, wobei der benötigte Kohlenstoffanteil aus CO₂ bereitgestellt werden kann.

2.3 Zusammenfassung

Recycling wird in dieser Arbeit als die stoffliche Wiederverwertung von Abfällen definiert. Dazu zählt auch die Kreislaufführung von CO₂-Emissionen als Rohstoff für andere Prozesse. Ein weiterer Kernbegriff dieser Arbeit ist der nicht-energetische Verbrauch. Dabei handelt es sich um Energieträger, die nicht energetisch genutzt werden, sondern die stofflich ins Endprodukt eingehen. Insgesamt lag der nicht-energetische Verbrauch 2019 in Deutschland bei 215 TWh. Erdölderivate und Erdgas machten dabei den Großteil aus. Dieser wurde fast komplett in der Chemieindustrie zur Herstellung von Grundstoffchemikalien und der Kunststoffproduktion eingesetzt.

Des Weiteren wurde in diesem Kapitel ein Überblick über den deutschen Industriesektor und seine Aufteilung in die einzelnen Branchen gegeben. Dabei wurde zunächst sektorspezifisch auf den Energieverbrauch und die CO₂-Emissionen im Kontext des Energiesystems eingegangen. Als zweitgrößter Emittent mit 182 Mt CO₂-Emissionen hinter dem Umwandlungssektor und mit 704 TWh als zweitgrößter Energieverbraucher im Jahr 2019 nimmt die deutsche Industrie eine Schlüsselrolle bei der Reduzierung der Treibhausgasemissionen ein. Die Metall- und Nichteisenmetallerzeugung, die Grundstoffchemie, die Papierindustrie, die Glasherstellung und die Verarbeitung von Steinen und Erden wurden aufgrund ihres

Anteils an den Gesamtemissionen und am Endenergieverbrauch für die anschließende detaillierte Modellierung ausgewählt. Mit einem Anteil von 66% am industriellen Endenergieverbrauch und mehr als 80% an den industriellen CO₂-Emissionen können diese Branchen als repräsentativ für den Industriesektor angenommen werden. Mit den Ergebnissen und zu beobachtenden Effekten aus der detaillierten Modellierung dieser Arbeit können somit Rückschlüsse auf das Verhalten des gesamten Industriesektors gezogen werden.

3 Stand der Energiesystem- und Stoffstrommodellierung

Das folgende Kapitel liefert einen Überblick über den bisherigen Stand der Forschung im Bereich der Energiesystemmodellierung sowie der Stoffstrommodellierung. Die Charakteristika aktueller Energiesystemmodelle und Stoffstrommodelle werden in den Kapiteln 3.1.1 und 3.1.2 beschrieben. Anschließend wird auf die Möglichkeiten eingegangen, welche Techniken aus der Stoffstrommodellierung benutzt werden können, um Recycling und den nicht-energetischen Verbrauch in Energiesystemmodellen abzubilden (Kapitel 3.1.3). Daran anknüpfend werden aktuelle nationale Energieszenarien (Kapitel 3.2) ausgewertet, um den Forschungsbedarf für die nötige Modellweiterentwicklung sowie die anschließende Szenarienentwicklung (Kapitel 5.1) herzuleiten.

Sowohl die Literaturrecherche im Kapitel 3.1 als auch Teile des Fazits (Kapitel 3.3) fußen auf der Vorveröffentlichung Kullmann et al. [101]. Der vorliegende Text und die zugehörigen Abbildungen bzw. Tabellen wurden hieraus übersetzt und teilweise angepasst oder ergänzt.

3.1 Energiesystem- und Stoffstrommodelle

Im folgenden Kapitel wird ein Überblick über den aktuellen Stand der Stoffstrommodellierung und Energiesystemmodellierung gegeben. Anhand von 55 Stoffstrommodellen und 5 Energiesystemmodellen wird dabei zunächst auf die einzelnen Modellwelten separat eingegangen und deren Charakteristik erläutert, sodass im Anschluss daran beide Modellklassen verglichen werden können. Die Problematik einer Implementierung von stofflichen Strömen in Energiesystemmodellen, sowohl für die Abbildung von Recyclingmaßnahmen als auch vom nicht-energetischen Bedarf, wird nochmals in der abschließenden Zusammenfassung (Kapitel 3.3) aufgegriffen.

3.1.1 Charakterisierung von Stoffstrommodellen

Die Stoffstromanalyse (MFA) ist ein weit verbreitetes Instrument zur Bewertung von politischen Maßnahmen (bspw. Festlegung von Recyclingraten für bestimmte Stoffe) und deren Auswirkungen auf anthropogene Stoffkreisläufe. Brunner und Rechberger [102] beschreiben MFA als die systematische Bilanzierung der Stoffströme und -bestände innerhalb eines gegebenen Systems. Dieser methodische Ansatz basiert auf dem Gesetz der Materialerhaltung und quantifiziert eine Materialbilanz für bestimmte Zeitpunkte innerhalb eines gegebenen Raumes. Es wird zwischen statischen und dynamischen MFAs für die Bewertung anthropogener Stoffströme unterschieden. Eine statische MFA analysiert Stoffströme und -bestände und liefert Informationen in Form einer Momentaufnahme (z.B. ein Jahr). Eine dynamische MFA nimmt hingegen auch Schätzungen vergangener und/oder zukünftiger Ströme und Bestände vor [103]. Ein typisches Ziel von Stoffstrommodellen ist die Analyse wie bestimmte Abfallströme beeinflusst werden oder wie spezielles Konsumverhalten die Ressourcenbestände im Laufe der Zeit beeinflusst. Daher kann ein dynamischer Ansatz z.B. als Instrument für Investitionsentscheidungen hinsichtlich zukünftiger abfallwirtschaftlicher Infrastrukturen verwendet werden, oder er kann aufzeigen, ob der zukünftige Ressourcenbedarf gedeckt werden kann [104].

Geltungsbereich

Stoffstrommodelle konzentrieren sich entweder auf einzelne Stoffe, zusammengesetzte Produkte, ganze Prozessketten oder Kombinationen davon. Die Mehrzahl der Stoffstrommodelle analysiert die Veränderungen der Ströme und der Bestandsakkumulation einzelner Elemente und Materialien im Zeitablauf, um den grundlegenden Materialkreislauf abzubilden und die Ressourcenverfügbarkeit zu bewerten [105, 106]. Einige Modelle analysieren das Schrottaufkommen und die zukünftige Schrottverfügbarkeit, um mögliche Recyclingquoten zu bestimmen und aktuelle Recyclingverfahren zu bewerten [107–110]. Wang et al. [111] beobachten zum Beispiel die globalen Stahlströme und analysieren insbesondere, wie die Kreislaufwirtschaft den Stahlherstellungsprozess beeinflusst. Golev und Corder [112] bewerten Metallströme in Australien und veranschaulichen die Erzeugung, Sammlung und Recyclingquoten von Metallschrott. Zhang et al. [113] analysieren Kupferströme und Bestandsveränderungen in China und betonen die Bedeutung der Schrottverwertung in einer zukünftigen Kupferwirtschaft. Einige Modelle konzentrieren sich ausschließlich auf das Material selbst und quantifizieren den Fluss und die Bestandsakkumulation, um ihre Veränderungen in einer bestimmten Region im Laufe der Zeit zu veranschaulichen [114–118]. Wiedenhofer et al. [119] sowie Heeren und Hellweg [120] analysieren zum Beispiel zukünftige Ströme und Bestände von Baumaterial. Wang et al. [121] wiederum quantifizieren Eisen- und Stahlvorräte in China und prognostizieren die zukünftige Eisen- und Stahldynamik. Fishman et al. [122] analysieren sozioökonomische Einflussfaktoren und wie diese die Dynamik der Bestandsakkumulation beeinflussen. Ein weiterer großer Teil der untersuchten Modelle evaluiert Technologien für die Behandlung ausgewählter Elemente oder Materialien am Lebensende, um den Stand der Technik zu bewerten und Politikempfehlungen abzuleiten [123–125]. Pfaff et al. [126] analysierten zum Beispiel Kupferströme in Deutschland, um Maßnahmen zur Materialeffizienz zu bewerten. Nur wenige Modelle bewerten ganze Produktketten, sondern vielmehr einzelne Elemente oder Materialien und konzentrieren sich daher hauptsächlich auf Ströme und Änderungen im anthropogenen Bestand [127–129].

Obwohl die Elemente innerhalb der Gruppe der seltenen Erden nicht per se mit Emissionen oder Energieverbrauch in Zusammenhang stehen, sind sie vor dem Hintergrund verfügbarer Ressourcen für die Gestaltung zukünftiger Energiesysteme von großer Bedeutung [130]. Daher besteht zwischen Stoffstrommodellen, die sich auf diese Elemente konzentrieren, bereits ein Zusammenhang zur Gestaltung des Energiesystems. Von allen analysierten Stoffstrommodellen konzentrieren sich 15 auf die Gruppe der seltenen Erden (siehe Tabelle 3.1). Fishman und Graedel [131] analysieren die Dynamik von Neodymströmen in den Vereinigten Staaten in Zusammenhang mit dem Bau von Offshore-Windkraftanlagen. Sun et al. [132] analysieren die Dynamik der Lithiumströme für die Elektrifizierung des Verkehrssektors und kommen zu dem Schluss, dass Anstrengungen in Richtung effizienterer Recyclingtechnologien unternommen werden müssen, um in Zukunft eine ausreichende Lithiumversorgung sicherzustellen. Ein weiteres energiesystembezogenes Problem wird von Glöser et al. [133] behandelt. Sie analysieren die Rohstoffkritikalität und -dynamik von Japan und Deutschland als zwei importabhängige Volkswirtschaften im Kontext der Energiewende. Auch Thiébaud et al. [134] bewerten die Ströme der seltenen Erden und ihre Routen in Elektrogeräten innerhalb der Schweiz. Die Studie von Yokoi et al. [135] analysiert

die Dynamik von kritischen Rohmaterialien in Abhängigkeit von Veränderungen der Primärressourcennutzung im Zuge des Umbaus des Energiesystems.

Tabelle 3.1 Stoffe und Produkte, die in den ausgewählten Stoffstrommodellen untersucht werden (Daten aus [101])

Stoff / Produkt	Anzahl Modelle
Elemente der Seltenen Erden	15
Kupfer	8
Stahl/Eisen	8
Zement	7
Aluminium	6
Phosphor	2
Nanopartikel	2
Holz	2

Räumliche und zeitliche Ausdehnung

Der folgende Abschnitt veranschaulicht die räumliche und zeitliche Ausdehnung von Stoffstrommodellen und die Annahmen, die sie bezüglich der zukünftigen Dynamik von Stoffströmen und -beständen treffen. Die meisten Modelle bewerten Stoffströme auf nationaler Ebene (siehe Abbildung 3.1), während nur eines der untersuchten Modelle die Ströme und Bestände auf kommunaler Ebene quantifiziert. Dzibur et al. [136] vergleichen verschiedene Modellansätze zur Berücksichtigung von Sekundärrohstoffströmen im Wiener Holzbausektor. Sie weisen darauf hin, dass durch die Variation des Holzanteils in verschiedenen Bauperioden die Datenunsicherheit erhöht ist und Vorhersagen zukünftiger Sekundärholzströme erschwert werden. Die Modelle, die globale Stoffströme analysieren, konzentrieren sich in der Regel auf das Material selbst und bewerten die Veränderung der Ressourcenverfügbarkeit und -nutzung im Zeitablauf [137]. Krausmann et al. [138] analysieren die globale Akkumulation von Materialbeständen von 1990 bis 2010 und stellen fest, dass nur 12% der Zuströme in diese Bestände, hauptsächlich Infrastruktur und Gebäude, aus sekundären Materialströmen stammen. Nur fünf der untersuchten Modelle quantifizieren Ströme auf europäischer Ebene.

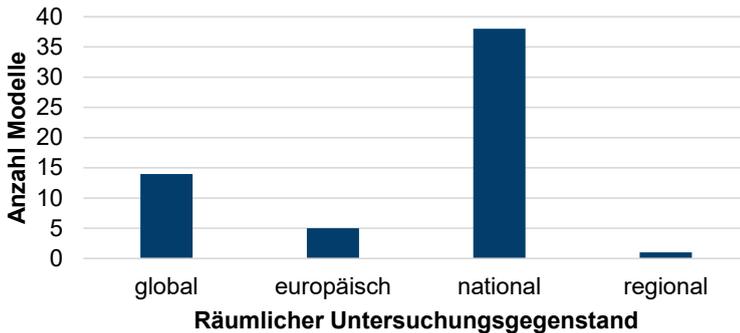


Abbildung 3.1 Aufteilung der Modelle nach ihrem räumlichen Untersuchungsgegenstand (Daten aus [101])

Stoffstrommodelle bewerten entweder vergangene Stoffströme und -bestände (retrospektiv), machen Vorhersagen über zukünftige Strom- und Bestandsänderungen (prospektiv) oder kombinieren beide Ansätze. Der größte Teil aller Stoffstrommodelle verwendet einen kombinierten Ansatz zur Quantifizierung von Strömen und Bestandsänderungen im Laufe der Zeit (44 Studien). Bader et al. [139] modellieren sowohl retrospektive als auch prospektive Kupferströme und -bestände in der Schweiz von 1850 bis 2050, während Yokoi et al. [140] die Kupferakkumulation in Japan nur für das Jahr 2011 bewerten. Die Mehrzahl der Modelle berücksichtigt jedoch Ströme und Bestände dynamisch bis zum Jahr 2060 (siehe Abbildung 3.2). Entscheidend für die Vorhersage zukünftiger Stoffströme über lange Zeiträume ist die angenommene Lebensdauerverteilung für Materialien und Produkte, die sich in den Vorräten befinden. Die Mehrheit der analysierten Modelle verwendet eine Weibull- oder Normalverteilung, was mit den Erkenntnissen von Müller et al. [103] übereinstimmt.

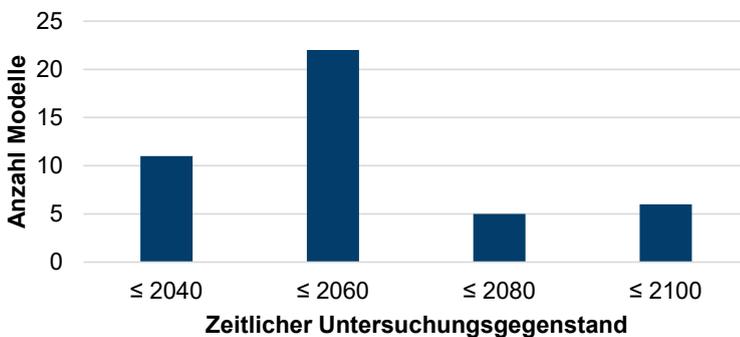


Abbildung 3.2 Aufteilung der Modelle nach ihrem zeitlichen Untersuchungsgegenstand (Daten aus [101])

Systemgrenze

Von allen untersuchten Modellen sind Elemente der Gruppe der seltenen Erden und die Metalle Kupfer, Stahl, Aluminium und Zement die am häufigsten analysierten (siehe Tabelle 3.1). Die Gewinnung und Produktion der vorgenannten Metalle sind mit einem erheblichen Energieverbrauch und CO₂-Emissionen verbunden, was ihre Bedeutung für die Gestaltung

des Energiesystems verdeutlicht. Weniger als 40% aller ausgewählten Modelle untersuchen Ströme von Nichtmetallen. Geyer et al. [141] analysieren z.B. die globalen Kunststoffströme und -bestände, während Daigo et al. [109] die Recyclingstrategien von Glas in Japan bewerten. Van Ewijk et al. [124] bewerten die globale End-of-Life-Behandlung von Papierprodukten, während Taalo und Sebitosi [129] die Teeproduktion in Malawi bewerten. Die Modelle bewerten Stoffströme in den Produktkategorien allgemeines Bauwesen [142,143], Infrastruktur [144], Transport [145], Landwirtschaft [146], Bekleidung [147] und elektronische Geräte [148]. Im Prinzip folgen dabei alle Stoffstrommodelle dem gleichen generischen systematischen Ansatz, der in Abbildung 3.3 dargestellt ist. Die Verkleinerung der Systemgrenze ermöglicht eine detailliertere Betrachtung bestimmter Phasen des Materialkreislaufs, während die Vergrößerung der Systemgrenze auch die Berücksichtigung angrenzender Systeme ermöglicht.

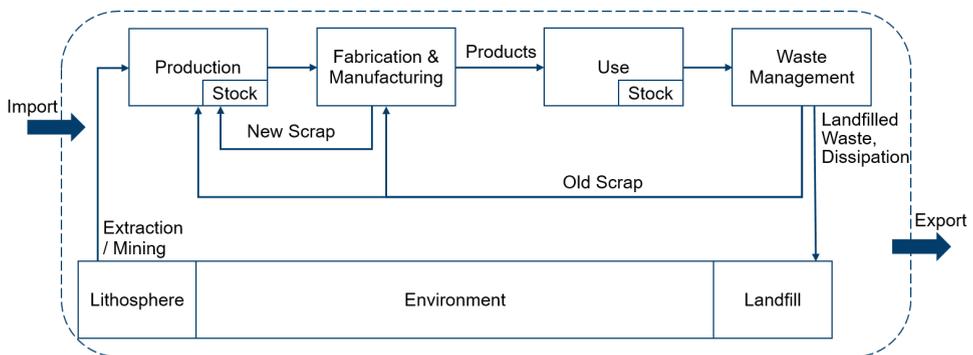


Abbildung 3.3 Visualisierung eines generischen Stoffstrommodells, basierend auf Laner und Rechberger [149] (Daten aus [101])

Fast alle der hier bewerteten Modelle basieren auf diesem generischen Ansatz. Die meisten von ihnen konzentrieren sich auf die Nutzungs- und Abfallentsorgungsphase, wobei mehr als 30 Modelle die Produktions- und Herstellungsphase berücksichtigen. Der Abbau und die Gewinnung von Rohstoffen sind weniger stark vertreten (siehe Abbildung 3.4).

Der größte Teil der Modelle analysiert Recyclingprozesse, Abfallströme und Sekundärrohstoffströme. Energie- oder Emissionsströme werden jedoch nur von einer Minderheit berücksichtigt (siehe Abbildung 3.5). Morfeldt et al. [150] verwenden ein Modell zur Bewertung der Verfügbarkeit von Stahlschrott und speisen die Ergebnisse in das globale Energiesystemmodell ETSAP-TIAM ein, um die Auswirkungen globaler Klimaziele auf die Wahl der Stahlproduktionstechnologie zu analysieren. Van Ruijven et al. [151] integrieren derweil ein Zement- und Stahlmodell in ein langfristiges globales integriertes Bewertungsmodell (IMAGE) zur Vorhersage künftiger CO₂-Emissionen und des Energieverbrauchs in der Stahl- und Zementindustrie. Sie kommen zu dem Schluss, dass in der Stahl- und Zementindustrie mit einer CO₂-Steuer von 100 \$/t CO₂ ein enormes Potenzial zur Reduzierung der CO₂-Emissionen besteht. Abgesehen von diesen beiden Modellen berücksichtigt kein anderes der hier diskutierten Modelle die Wechselwirkungen von Stoffkreisläufen und Energiesystemmodellen.

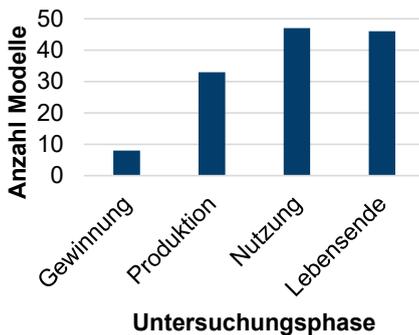


Abbildung 3.4 Aufteilung der Modelle nach Untersuchungsphase im Lebenszyklus der Stoffe / Produkte (Daten aus [101])

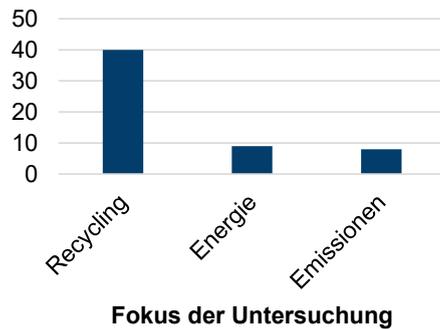


Abbildung 3.5 Aufteilung der Modelle nach Fokus der Untersuchung (Daten aus [101])

Zugrundeliegende Methodik

Jedes Stoffstrommodell basiert auf dem Systemansatz und dem Prinzip der Massenerhaltung. Ayres und Kneese [152] waren die ersten, die eine landesweite Stoffstromrechnung für die USA einführten. Ihr Hauptgrund für die Entwicklung eines solchen systematischen Bilanzierungsansatzes für Stoffströme war rein ökonomischer Natur. Die Tatsache, dass die Gesellschaft Umweltgüter wie Wasser und Luft kostenlos konsumieren kann und diese dadurch knapper werden, stört die pareto-optimale Allokation dieser und anderer Güter auf dem Markt. Dieser Systemansatz wird von Fischer-Kowalski [153] auch als "Stoffwechsel der Gesellschaft" bezeichnet. Begleitend zur Systemperspektive ist jede Stoffstromanalyse an die Erhaltung der Masse gebunden [154].

Als quantitativer Prozess zur Berechnung von Stoffstrom- und Bestandsabhängigkeiten [155] ist die einer Stoffstromanalyse zugrundeliegende Methodik eine Matrix mit Ein- und Ausgangsströmen sowie mit akkumulierenden oder abnehmenden Beständen. Dies macht die Grundstruktur jeder Stoffstromanalyse zu einer Bilanzierung des Materials und der Güter innerhalb eines Systems [156]. Müller et al. [103] beschreiben retrospektive und prospektive Top-Down- und Bottom-Up-Ansätze zur Anwendung dieser Bilanzierungsmethode. Retrospektive und dynamische Ansätze sind vergangenheitsorientierte Stoffstromanalysen mehrerer Jahre (vgl. [157,158]). Prospektive Ansätze hingegen nutzen Stoffstromdaten zur Vorhersage zukünftiger Stoffstrombeziehungen und Bestandsbildung (vgl. [159,160]). Von allen untersuchten Stoffstromanalysen wird am häufigsten eine Kombination beider Ansätze verwendet, bei der vergangene Stoffstrom- und Bestandsdaten zur Bestimmung möglicher zukünftiger Zustände herangezogen werden (vgl. [161,162]). Eine weitere Unterscheidung zwischen Stoffstromanalysen besteht darin, dass diese Modelle statisch oder dynamisch sind. Statische Modelle analysieren eine gegenwärtige Momentaufnahme in der Zeit und berücksichtigen nicht die Ströme zwischen verschiedenen Zeitschritten (vgl. [163]). Die meisten der untersuchten Modelle analysieren hingegen mehrjährige Ströme und die Interdependenzen zwischen diesen Jahren.

3.1.2 Charakterisierung ausgewählter Energiesystemmodelle

Energiesystemmodelle (ESM) werden entweder zur Beschreibung und Bewertung des aktuellen Zustands eines Energiesystems oder zur Szenarienentwicklung von zukünftigen Energiesystemen verwendet [164]. Ziel ist es, das Energiesystem in seiner Gesamtheit zu beschreiben: vom Energieträgeraufkommen über die Energieumwandlungstechnologien, die Übertragungs- und Speichermedien bis hin zur Deckung der Energienachfrage verschiedener Sektoren, wie z.B. Transport und Schwerindustrie. Der Umfang der Analyse von Energiesystemmodellen hat sich im Laufe der Zeit von der Risikobewertung der nationalen Energieversorgung und der Umweltbewertung von Energiesystemen bis hin zur Bewertung von Technologien mit volatiler Charakteristik verändert [165]. Der Tabelle 3.2 lassen sich die untersuchten Energiesystemmodelle sowie ausgewählte Modelleigenschaften entnehmen. ESMs können sowohl für die Simulation heutiger und zukünftiger Energiesysteme, als auch für die Optimierung zukünftiger Energiesysteme und der Transformationspfade, die zu diesem Zustand führen, programmiert sein. Weitere Unterschiede liegen im Niveau der räumlichen und zeitlichen Aggregation der Berechnungen. Die folgenden Energiesystemmodelle wurden auf der Grundlage der Verfügbarkeit und Zugänglichkeit von Daten sowie einer ausreichenden Dokumentation der Modellierungsmethoden ausgewählt. Da sich die überprüften Modelle in ständiger Entwicklung befinden, zeigen die vorgestellten Ergebnisse insbesondere den Zustand jedes Modells, in dem das Modell selbst oder ein zusätzliches, verwandtes Merkmal/Modul veröffentlicht wurde.

Tabelle 3.2 Ausgewählte Modelleigenschaften der untersuchten Energiesystemmodelle (Daten aus [101])

Modell	FORECAST [166]	CIMS [167]	ESME [168]	NEMS [169]	ETSAP-TIAM [170]
Methodik	Simulation	Simulation	Optimierung	Simulation	Optimierung
Räumliche Auflösung	1-Knoten (Deutschland)	1-Knoten / multi-regional	multi-regional (Großbritannien)	multi-regional (USA)	multi-regional (global)
Zeitliche Auflösung / Zeithorizont	1 Jahr / bis 2050	5 Jahre / 2005-2030	2 Jahreszeiten, 5 Intraday-Zeiten / 2010-2050	9 Segmente / flexibel, bis 2050	Typ-Tage, Stunden / flexibel

Geltungsbereich

Im Folgenden werden fünf weit verbreitete Energiesystemmodelle untersucht, in denen der Industriesektor abgebildet ist. Drei der betrachteten Modelle basieren auf einem Simulationsansatz, während bei zwei Modellen ein kostenbasierter Optimierungsalgorithmus implementiert ist.

Das FORECAST-Modell wird zur Entwicklung zukünftiger Energieszenarien für langfristige Vorhersagen des Energiebedarfs und der THG-Emissionen verwendet. Daher kann es als strategisches Instrument zur Unterstützung künftiger Entscheidungen verwendet werden [166]. Der Schwerpunkt dieser Simulationen und ihrer Analysen liegt vor allem auf Deutschland. Das in das FORECAST-Modul eingebettete Industrie-Submodul evaluiert

technologische Klimagas-minderungsmaßnahmen im Hinblick auf den Energiebedarf und die THG-Emissionen des gesamten Industriesektors. Die Simulationen werden auf einer sehr detaillierten Technologieebene bis hinunter zu Subsektoren durchgeführt.

Das nationale Energiemodellierungssystem (NEMS) ist ein Simulationsmodell, das die Energieproduktion und -nachfrage des zukünftigen Energiesystems in den USA projiziert [169]. Basierend auf ökonomischen, ökologischen und Versorgungssicherheitsfaktoren befasst sich NEMS mit den Auswirkungen verschiedener Energiepolitiken und Annahmen über die zukünftige Entwicklung des Energiemarktes.

Ursprünglich wurde CIMS (Canadian integrated modeling system) [171] als Vorläufer von NEMS verwendet und erst später weiterentwickelt, um sich vollständig auf den kanadischen Energiemarkt zu konzentrieren [167]. Es simuliert sowohl die technologische Entwicklung als auch die Energieproduktion und -nachfrage für das kanadische Energieversorgungssystem.

Die Energy System Modelling Environment (ESME) optimiert zukünftige Energiesystemdesigns [168]. Das Systemdesign und der Weg dorthin werden auf Grundlage der Kostenminimalität optimiert, der noch immer allen Energieanforderungen gerecht wird und innerhalb der vorgegebenen technologischen Grenzen bleibt. Ein Ziel von ESME ist die Analyse von Systemdesigns ohne Berücksichtigung von Regularien, die z.B. die Brennstoffkosten beeinflussen.

Das integrierte Bewertungsmodell TIMES (TIAM) analysiert mittel- oder langfristige Planungsstrategien für zukünftige Energiesysteme [172]. TIMES optimiert das Systemdesign auch im Hinblick auf die Minimierung der Gesamtsystemkosten. Wie bei allen genannten Energiesystemmodellen kann ETSAP-TIAM explorative Energieszenarien erstellen und die politisch induzierten Maßnahmen auf die Gestaltung des Energiesystems bewerten [170].

Räumliche und zeitliche Ausdehnung

Im Hinblick auf die Klimaschutzziele bis 2050 können alle diese Energiesystemmodelle ein Energiesystemdesign für dieses Zieljahr simulieren oder optimieren. Allerdings werden insbesondere Modelle, die nicht nur das Systemdesign des Zieljahres simulieren, sondern auch den Transformationspfad optimieren, bei der Betrachtung besonders langer Zeiträume auf Rechenzeitprobleme stoßen. Alle fünf Modelle sind in der Lage mit einer stündlichen Auflösung entweder zu simulieren oder zu optimieren. FORECAST ist ein Ein-Knoten-Modell, das sich auf die Gestaltung des Energiesystems und die Transformation Deutschlands im nationalen Maßstab konzentriert. CIMS, ESME, NEMS und ETSAP-TIAM sind multiregionale Modelle und berücksichtigen Warenströme zwischen Regionen. ESME konzentriert sich auf das Vereinigte Königreich, während NEMS speziell entwickelt wurde, um die Merkmale und die technologische Entwicklung innerhalb der US-amerikanischen Energieversorgung zu untersuchen.

Systemgrenze

Die Grundstruktur eines Energiesystemmodells besteht aus den Komponenten für Energiebereitstellung, Energieumwandlung, Energiespeicherung und Energienutzung (siehe Abbildung 3.7). Diese Komponenten sind über Commodities miteinander verbunden. Angebot und Nachfrage können durch die Umwandlungsarbeit jeder Komponente und ihre

jeweiligen Commodities gedeckt werden. In allen Zeitschritten müssen Angebot und Nachfrage ständig ausgeglichen sein, um eine stabile Energieversorgung zu entwerfen.

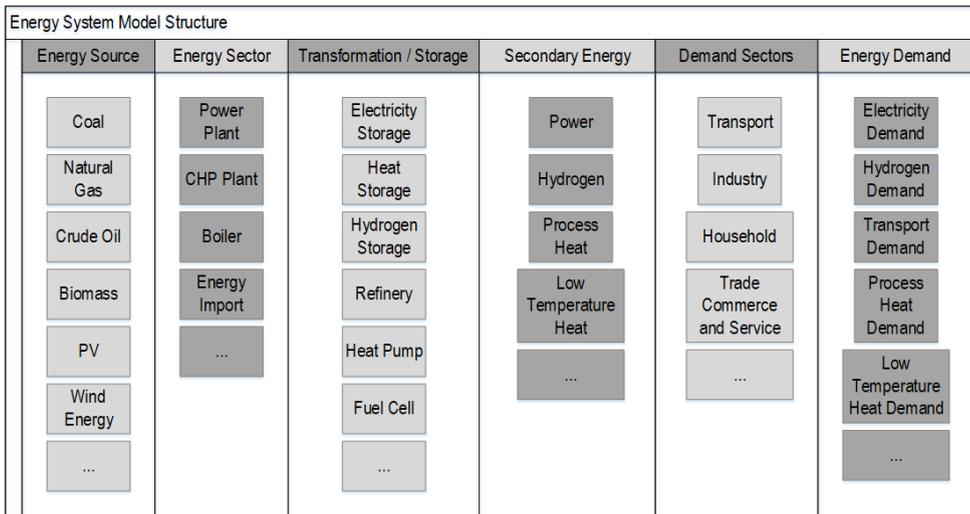


Abbildung 3.6 Generische Energiesystemmodellstruktur basierend auf Wiese et al. [173] (Daten aus [101])

Alle fünf Energiesystemmodelle berücksichtigen bis zu einem gewissen Grad die Sektoren Elektrizität, Wärme, Verkehr und Industrie, wobei die Art und Weise wie diese modelliert werden sehr unterschiedlich ist. Für den Vergleich, wie detailliert die Maßnahmen zur Kreislaufwirtschaft in jedem dieser Modelle umgesetzt werden, folgt ein genauerer Blick auf den Industriesektor. Alle analysierten Energiesystemmodelle modellieren den Industriesektor im Detail und disaggregieren auf einzelne Prozessebenen. Ausnahme ist das ESME-Tool, das nur die aggregierte Gesamtenergiebilanz für den Industriesektor ausweist.

Das NEMS-Modell umfasst ein industrielles Nachfragemodul, welches 15 verarbeitende und sechs nicht-verarbeitende Industrien umschließt. Die energieintensiven Industrien Aluminium, Glas, Eisen und Stahl sowie Zellstoff und Papier werden in detaillierten einzelnen Prozessabläufen innerhalb von Submodulen implementiert. Diese Struktur ermöglicht es die einzelnen Prozesstechnologien im Laufe der Zeit innerhalb eines Simulationslaufs zu verändern.

Das Simulationsmodell FORECAST umfasst mehr als 60 industrielle Einzelprozesse und damit verbundene Waren- und Stoffströme, die in vier Gruppen unterteilt sind. Zukunftsprojektionen für jeden Prozessweg im FORECAST-Modell werden auf der Grundlage exogener Treiber für die Nachfrageentwicklung wie Pro-Kopf-Nachfragen oder Recyclingquoten erstellt.

Das CIMS-Modell umfasst Untermodelle für chemische Produkte, Industriemineralien, Eisen und Stahl, Metallverhüttung, Metall- und Mineralienbergbau, sonstige Fertigung, Zellstoff und Papier sowie Erdölraffination. Innerhalb jedes Teilmodells konkurrieren fast 40 Techniken für chemische Produkte und ca. 240 Techniken für die Metallverhüttung, um die industrielle Nachfrage im Hinblick auf die Systembeschränkungen innerhalb eines Simulationslaufs zu decken.

Das ESME-Modell simuliert den zukünftigen Energiebedarf des Industriesektors, indem es den Energiebedarf der einzelnen Subsektoren berücksichtigt, die jedoch nicht bis auf die Prozessebene disaggregiert sind. Für jeden Teilsektor werden Projektionen in Bezug auf den Energiebedarf des jeweiligen Teilsektors im Basisjahr 2010 erstellt. Eine Simulation des industriellen Prozessverhaltens von industriellen Subsektoren ist mit ESME nicht möglich.

Das ETSAP-TIAM-Modell hingegen kann die Industrie über mehrere disaggregierte Teilsektoren hinweg optimieren (Nahrungsmittel, Metalle, Zement, sonstige Rohstoffproduktion, Großhandel, private Dienstleistungen, öffentliche Dienstleistungen, Baugewerbe, sonstige Versorgungsunternehmen und Kraftfahrzeuge). Auf diese Weise ist es in ETSAP-TIAM möglich, den tatsächlichen Material-Output der Industrie-Subsektoren zu modellieren. Einzelne Prozesse können auf einer disaggregierten Ebene optimiert und nachfolgende Auswirkungen auf das Gesamtsystem analysiert werden.

Die analysierten Modelle setzen Maßnahmen der Kreislaufwirtschaft in unterschiedlichem Detaillierungsgrad um. Im FORECAST-Modell werden sie als exogene Annahmen in den Simulationsläufen berücksichtigt. ESME und CIMS wiederum setzen industrielle Prozesse detaillierter um, berücksichtigen aber beide keine Stoffströme. Vielmehr stützen sich beide Modelle auf exogene Annahmen, um Maßnahmen wie z.B. Materialsubstitution zu berücksichtigen. Obwohl die Modelle NEMS und ETSAP-TIAM Stoffströme innerhalb industrieller Prozesse berücksichtigen, wird der gesamte Materialzyklus nicht berücksichtigt. Das Recycling von Materialien basiert auf exogenen Annahmen und wird in den Modellen als eine im Zeitablauf reduzierte Güternachfrage umgesetzt. Folglich werden, abgesehen von den Kosten für die Recyclingtechnologie und den Prozess selbst, keine Kosten für den gesamten Recyclingpfad, einschließlich der Kosten für die Sammlung, Sortierung und Vorbehandlung von Abfall, berücksichtigt. Keines der Energiesystemmodelle berücksichtigt eine Produktlebensdauer, so dass es keine Möglichkeit gibt, zu bestimmen, wann industrielle Produktions- oder Energieumwandlungstechnologien veraltet sind und möglicherweise in den Materialkreislauf zurückkehren könnten. Abgesehen von der Abfallverwendung zur Strom- und Wärmeproduktion (z.B. Müllverbrennungsanlagen), wird die Abfallentsorgung in allen analysierten Energiesystemmodellen nicht weiter berücksichtigt. Das Simulationsmodell FORECAST zielt auf die Einbeziehung von Minderungsoptionen auf der Grundlage von Materialstrategien, wie z.B. Kreislaufwirtschaftsmaßnahmen, Recycling, Materialeffizienz und Materialsubstitution, ab. Diese Optionen werden jedoch durch exogene Annahmen berücksichtigt und sind im Simulationsmodell selbst nicht implementiert, so dass sie vorab definiert werden müssen. Die endogene Betrachtung von Stoffkreisläufen und deren Implikationen innerhalb des gesamten Energiesystems ist bisher in keinem der analysierten Energiesystemmodelle enthalten.

Zugrundeliegende Methodik

Im Allgemeinen basieren Energiesystemmodelle auf drei verschiedenen methodischen Ansätzen. Optimierungsmodelle, wie ESME und ETSAP-TIAM, verwenden lineare, gemischt-ganzzahlig lineare oder nicht-lineare Programmiertechniken, um Zielfunktionen optimal zu lösen [174]. Es wird davon ausgegangen, dass es eine optimale Lösung gibt, die ein kostengünstiger Weg für Technologieinvestitionen sein könnte, um ein bestimmtes Ziel zu erreichen (z.B. die Reduzierung von CO₂-Emissionen). Wie und in welchem Umfang die

zeitlichen Grenzen für die Optimierung der Zielfunktion gesetzt werden, charakterisiert die Optimierungsmodelle. Ein perfect foresight Modell wie ETSAP-TIAM berücksichtigt alle möglichen zukünftigen Entwicklungen, so dass das Modell über den gesamten Zeithorizont von Anfang an bestimmte Entscheidungen treffen kann. Einige Modelle verwenden einen kurzfristigen Ansatz und teilen den Zeithorizont auf, um nacheinander kleinere Zeiträume zu optimieren und so die Auswirkungen zuvor getroffener langfristiger Annahmen zu reduzieren [175]. ESME versucht, diese zukünftigen Unsicherheiten zu minimieren, indem stochastische Ansätze gewählt werden, um die notwendigen Annahmen zu bestimmen. Bei FORECAST, CIMS und NEMS handelt es sich um Simulationsmodelle, die nicht eine einzige optimale Lösung ermitteln, sondern eine Vielzahl von Lösungsmöglichkeiten bieten, je nachdem, wie die Eingangsparameter festgelegt wurden. Daher werden diese Modelle auch als Szenarien-generierende Modelle bezeichnet, da nicht eine einzige Lösung diskutiert wird, sondern mehrere Möglichkeiten verglichen und bewertet werden [176]. Abgesehen von den Unterschieden in ihrem Lösungsraum unterscheiden sich Optimierungs- und Simulationsmodelle in der Art und Weise, wie der Benutzer mit dem Modell interagiert. Während er bei ESME und ETSAP-TIAM Eingabedaten bereitstellt und die Zielfunktion definiert, damit die Modelle die optimale Lösung bestimmen können, werden die Modelle FORECAST, CIMS und NEMS mit potenziellen Systemeigenschaften ausgestattet, um einen Standard für die Entscheidungsfindung zu berechnen, der auf den Implikationen verschiedener Szenario-Eingabekombinationen basiert.

3.1.3 Stoffstrommodellierung in Energiesystemmodellen

Nachdem in den vorherigen Unterkapiteln Stoffstrom- und Energiesystemmodelle vorgestellt wurden, handelt der folgende Abschnitt davon, wie ein Energiesystemmodell weiterentwickelt werden muss, damit Effekte von Recyclingmaßnahmen auf das Gesamtenergiesystem bewertet und Untersuchungen zum nicht-energetischen Bedarf angestellt werden können.

Darstellung von industriellen Prozessen

Eine aktuelle Studie von Davis et al. untersucht beispielsweise, wie zukünftige Netto-Null-Emissions-Energiesysteme aussehen sollten [177]. Sie analysierten detailliert, wie die Stahl- und Zementproduktion CO₂-neutral werden kann. Dabei konzentriert sich die Studie auf Technologie- und Brennstoffwechsel und ist blind für mögliche Maßnahmen der Kreislaufwirtschaft. Die Autoren kommen zu dem Schluss, dass zum einen mehr Forschung zu potenziellen Prozesstechnologien für schwer zu defossilisierende Industrien betrieben werden und zum anderen auch deren kosteneffiziente Systemintegration analysiert werden muss (S. 7 [177]). Ein detailliert und umfassend modellierter Industriesektor ist die Basis für die erfolgreiche Kopplung von Stoffstrom- und Energiesystemmodellen. Der Energie-Materialien-Nexus und der Energie-Kritische-Ressourcen-Nexus sind dabei zwei wesentliche Zusammenhänge, die durch eine detailliertere Modellierung der industriellen Prozesse adressiert werden können. Di Dong et al. kommen zu dem Schluss, dass die Energiewende sowohl die Umweltauswirkungen aufgrund von Veränderungen der Energieträger und der Versorgung mit kohlenstoffarmer Elektrizität verringern als auch die Auswirkungen aufgrund einer wachsenden Kupfernachfrage für innovative Energietechnologien und Infrastruktur erhöhen kann [178]. Darüber hinaus stellen sie fest, dass sich das Recycling positiv auf die Umweltauswirkungen der Kupferproduktion auswirkt. Allerdings wurde die

Rückkopplung nachfolgender Änderungen im Energiesystemdesign nicht untersucht. Um den Energie-Stoff-Nexus abzubilden und zu analysieren, ob Recycling eine kosteneffiziente Klimagasminierungsstrategie ist, sind bestimmte Prozessrouten im Industriesektor von besonderem Interesse, die modelliert werden sollen. Um z.B. Brennstoff- und Technologiewechsel in der Stahlherstellung zu analysieren, reicht es aus, nur die konventionellen (z.B. Hochofen, Sauerstoffkonverter etc.) und zukünftigen innovativen Prozesse (z.B. H₂-Direktreduktion) zu modellieren. Sobald Recyclingmaßnahmen Teil der Analyse sein sollen, werden allerdings weitere Prozesse benötigt. Zunächst werden Produktionstechniken zur Verarbeitung von Stahlschrott mit spezifischem Energieeintrag und Emissionsausstoß (z.B. Elektrolichtbogenofen) benötigt. Ebenso wichtig ist die abfallwirtschaftliche Infrastruktur zur Sammlung und Aufbereitung von Stahlschrott. Ein weiterer entscheidender Punkt ist die Abschätzung der zukünftigen Stahlschrottverfügbarkeit. Dazu müssen die verschiedenen Bereiche der Nutzungsphase von Stahl im Modell abgebildet werden (z. B. Baugewerbe, Automobilbau, Maschinenbau, etc.). Mit geeigneten Methoden und Lebensdauerverteilungen (siehe z.B. [179]) ist es möglich, die Verweildauer von Stahl innerhalb dieser anthropogenen Bestände zu berechnen und somit zu wissen, wann Stahlschrott wieder für das Energiesystem verfügbar wird. Dies ist besonders wichtig, wenn nicht nur ein statisches Energiesystemdesign in der Zukunft analysiert werden soll, sondern auch der Transformationspfad dazwischen.

Der Industriesektor verbindet Stoff- und Energieströme und ist damit entscheidend für die Analyse von Recyclingmaßnahmen in Energiesystemmodellen. Diese Erkenntnis steht im Einklang mit Wiese und Baldini [180], die schlussfolgern, dass Energiesystemmodelle den Industriesektor stärker einbeziehen müssen, um die Auswirkungen von nachhaltigen Industrierouten auf das gesamte Energiesystem zu analysieren. Darüber hinaus betonen Edelenbosch et al. [181], dass die detailliertere Analyse von industriellen Subsektoren die Validität und Robustheit der Ergebnisse verbessert. Ein detailliert und umfassend modellierter Industriesektor ist die Grundlage für die erfolgreiche Kopplung von Stoffstrom- und Energiesystemmodellen. Eine zu starke Aggregation des Industriesektors, indem auf die Abbildung von Einzelprozessen verzichtet wird, führt zu einem Informationsverlust, der eine branchenspezifische Bewertung von CO₂-Minderungsoptionen verhindert [65].

Systemgrenzen ausrichten

Ein Energiesystemmodell, das einen bestimmten Sektor nicht berücksichtigt, kann keine Energieströme berücksichtigen, die mit den analysierten Materialströmen und -beständen in diesem Sektor zusammenhängen. Dies führt nicht nur zu Unterschieden in den Systemgrenzen im Hinblick auf mögliche Verfehlungen wichtiger Energie- oder Stoffströme, sondern auch, wenn die Systemgrenzen angeglichen werden, können durch Doppelzählungen Probleme bei der Energie- und Massenbilanz auftreten. Das Risiko von Doppelzählungen bei der Kopplung von Energiesystem- und Stoffstrommodellen ist besonders hoch bei jenen Stoffströmen, die gleichzeitig Energieströme sind. Wichtig ist es dann zu definieren, welcher Anteil eines Stoffstromes energetisch und welcher rein stofflich ist und anschließend die zugehörigen Stoff- und Energieströme innerhalb des gesamten Systems zu analysieren (siehe Abbildung 3.7). Wie auch Van Vuuren et al. [182] schließen, gilt grundsätzlich, dass breitere Systemgrenzen den Transformationspfad zu zukünftigen Energiesystemen diversifizieren und zur Erreichung zusätzlicher Nachhaltigkeitsziele beitragen können.

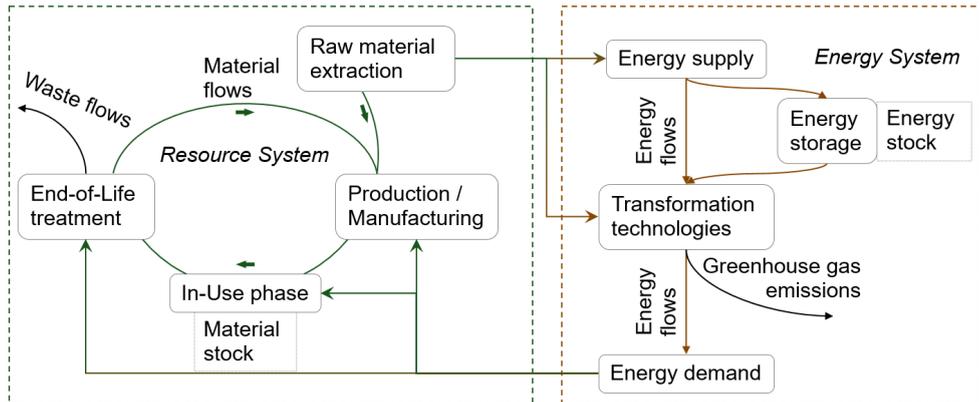


Abbildung 3.7 Systemgrenzen von Energiesystem- und Stoffstrommodellen. Eigene Darstellung basierend auf Velenturf et al. [183] (Daten aus [101])

Steigerung der Relevanz und Robustheit durch Verknüpfung von Energie- und Stoffströmen

Wie Binder [184] feststellt, sind die Ergebnisse von Stoffstrommodellen zu selten die Grundlage für politische Entscheidungsträger. Die Ergebnisse von Modellen, die sich auf eine oder wenige Kategorien konzentrieren (also entweder nur Stoffströme oder nur Energieströme), können zwar diese spezifische Kategorie im Detail analysieren, aber Wechselwirkungen mit anderen Kategorien bleiben unberücksichtigt und werden nicht analysiert. Politische Empfehlungen, die sich aus diesen Modellen ergeben, können in entgegengesetzte Richtungen wirken, was den Entscheidungsprozess, die optimale Strategie zu finden, komplexer macht. Energiesystemmodelle, die das Energiesystemdesign analysieren, liefern Investitionsempfehlungen für Energieumwandlungstechnologien. Stoffstrommodelle hingegen analysieren Materialkreisläufe und liefern politische Empfehlungen, die z.B. auf eine verstärkte Abfallsammlung oder verbesserte Recyclingraten abzielen. Die Art und Weise, wie sich höhere Recyclingraten, die sich aus den von Stoffstrommodellen abgeleiteten Politikempfehlungen ergeben, auf künftige Investitionsentscheidungen im Energiesektor auswirken, ist bislang nicht untersucht worden. Daher besteht die Notwendigkeit, Recyclingmaßnahmen und die nicht-energetische Nachfrage in Energiesystemmodellen adäquat abzubilden. Damit ist es möglich, die Auswirkungen von Maßnahmen in diesen Bereichen für ein künftiges Energieversorgungssystem zu bewerten.

Die zugrundeliegende Methodik

Mit der zunehmenden Verfügbarkeit besserer Rechenressourcen lässt sich ein Trend von reinen Simulationsmodellen hin zu komplexeren Optimierungsmodellen in der Energiesystemmodellierung beobachten [165]. Zusammen mit den Erkenntnissen von O'Brien [185], der feststellte, dass sich Optimierungsmodelle für quantitative Analysen eignen, während Simulationsmodelle besser für qualitative Bewertungen eingesetzt werden, wird die Energiesystemmodellierung in Zukunft mehr quantitative als qualitative Forschungsfragen beantworten. Die notwendige Berücksichtigung von Wechselwirkungen mit dem Energiesystem und die Abschätzung von Kosteneffizienz sprechen für den Einsatz eines Optimierungsmodells bei der Bewertung von Recyclingmaßnahmen als CO₂-Reduktionsstrategie. Darüber hinaus sind Szenarien der zukünftigen Stoffnutzung in der Literatur weit

weniger vertreten als die Bilanzierung historischer Materialflüsse und -bestände. Diese Abschätzungen zukünftiger Materialflüsse sind jedoch entscheidend für die Analyse ihrer Auswirkungen auf prospektive Energiesystemdesigns [186].

Datenlage

Stoffstrommodelle benötigen Daten über den Stofffluss zwischen verschiedenen Sektoren, sowie die Bestandsänderung des zu untersuchenden Stoffs innerhalb der Systemgrenze. Um die Menge der zu verarbeitenden Daten zu begrenzen, müssen Stoffstrommodelle eine Vorauswahl treffen, welche Stoffströme und Prozesse in die Hauptanalyse einbezogen werden sollen. Die Vorauswahl basiert auf Leitlinien, die besagen, dass nur Stoffströme, die mehr als 1% des größten Stoffstroms ausmachen, in die Stoffstromanalyse einbezogen werden sollten [102]. Wichtig zu beachten ist, dass sich der Leitfaden sowohl auf die Menge eines Stoffstroms als auch auf seine Materialkonzentration bezieht. Ein wichtiger Stoffstrom sowohl für das Energiesystem- als auch für das Stoffstrommodell ist die Abfallverbrennung. Große Stoffströme gehen in abfallwirtschaftliche Prozesse ein, was sie für die Stoffstromanalyse interessant macht. Große Energieströme resultieren aus der Abfallverbrennung, was die Auswirkungen auf die Gestaltung des Energiesystems und die Bedeutung der Einbeziehung in Energiesystemmodelle betont. Stoffstromdaten, die in das Energiesystemmodell integriert werden sollen, müssen die gleiche zeitliche und räumliche Auflösung besitzen und die gleiche Systemgrenze abdecken. Darüber hinaus variiert die Datenverfügbarkeit für verschiedene Modelltypen stark mit der räumlichen Skala [187]. Daten auf regionaler oder lokaler Ebene sind im Vergleich zu Daten auf nationaler Ebene schwieriger zu beschaffen. Die Energiesystem- und auch Stoffstrommodelle müssen nicht nur auf der gleichen räumlichen Skala sein, sondern die räumliche Skala selbst bedroht die Datenverfügbarkeit. Eine Disaggregation oder Aggregation von Daten könnte daher notwendig werden.

Ein weiterer Punkt, der den Nexus von Stoff- und Energieflüssen verschärft, ist die Transparenz und Offenheit von Stoffstrom- und Energiesystemmodellen sowie deren Daten. Nach Binder et al. [184] ist es problematisch, die notwendigen Daten für eine umfassende Stoffstromanalyse zu beschaffen, und zusätzlich bedroht die Datenunsicherheit die Aussagekraft und Zuverlässigkeit der Ergebnisse. Die meisten der rezensierten Materialflussmodelle liefern zusammen mit ihrer Veröffentlichung einige ergänzende Daten. Das Framework ist zwar selten öffentlich zugänglich, aber aufgrund der zugrundeliegenden einfachen Methodik der Materialfluss- und Bestandsbilanzierung ein geringes Hindernis. Auch wenn Lopion et al. [165] einen Trend in der Energiesystemanalyse zu mehr Open-Source-Entwicklung feststellen (siehe z.B. OSeMOSYS [188], FINE [189], Calliope [190], oemof [191] oder PyPSA [192]). Open-Source-Modellierung impliziert jedoch nur die Offenlegung der Modellstruktur und des Codes und nicht der Daten zur Parametrisierung. Die in Energiesystemmodellen verwendeten Daten sind in der Regel nicht öffentlich zugänglich. Eine Studie von Morrison [193] sieht jedoch zunehmende Bemühungen in der Open-Source-Entwicklung von Energiesystemmodellen und ihrer entsprechenden Datensätze. Der Mangel an öffentlich verfügbaren Daten ist eine Bedrohung für jeden transparenten Ansatz zur Kombination von Stoffstrom- und Energiesystemanalyse. Um eine größere Vielfalt an Forschungsfragen beantworten zu können, und auch um öffentliche Akzeptanz zu erlangen, bedarf es eines Open-Source-Energiesystemmodells mit transparenter Nutzung von öffentlich verfügbaren Materialflussdaten.

Zeitliche Auflösung

Die zeitliche Auflösung beschreibt, wie detailliert betrachtete Zeiträume aufgeschlüsselt und modelliert werden. Lopion et al. [165] zeigen, dass der Trend in der Energiesystemmodellierung aufgrund der Verfügbarkeit von Hochleistungsrechenressourcen zu höher aufgelösten und damit komplexeren Modellen tendiert. Beispielsweise erlaubt eine Jahresdarstellung von 8760 Stunden (wie im ETSAP-TIAM-Modell) auch die Analyse stark schwankender erneuerbarer Energietechnologien. Stoffstrommodelle benötigen keine so hohe zeitliche Auflösung, um Forschungsfragen zu beantworten, die sich auf die Analyse von Rohstoffen fokussieren. Alle untersuchten Stoffstrommodelle verwenden daher ausschließlich eine Jahresauflösung. Der Vergleich der Anforderungen an die unterschiedliche zeitliche Auflösung verdeutlicht einen weiteren Konflikt zwischen beiden Modellklassen (siehe Abbildung 3.8). Da für eine Erfassung von Stoffstromdaten mit einer zeitlichen Auflösung von 365 Tagen oder 8760 Stunden keine Daten verfügbar sind, weil länderspezifische Daten nur auf Jahresbasis ausgewiesen werden [194], besteht eine Option darin, die Jahreswerte in Form von durchschnittlichen stündlichen Stoffströmen aufzulösen.

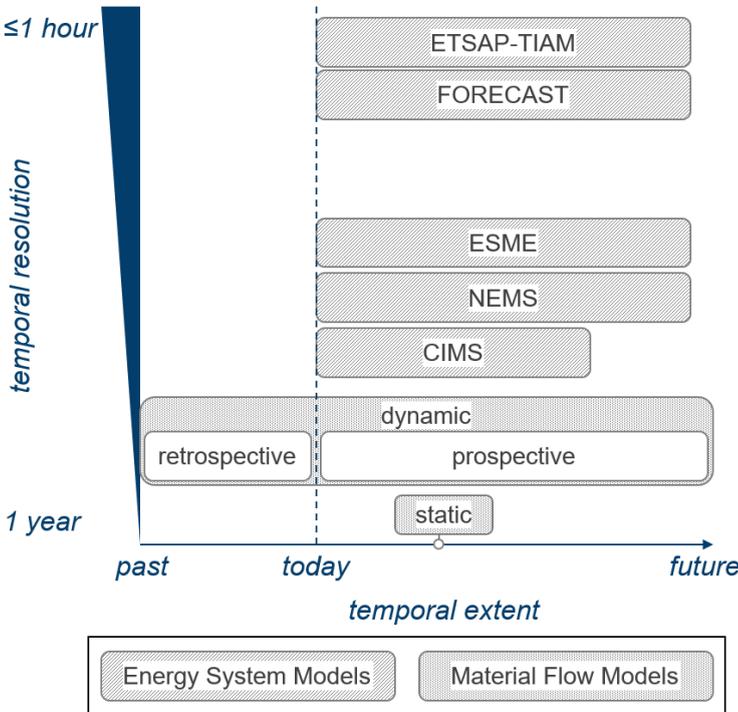


Abbildung 3.8 Klassifikation von Stoffstrommodellen und Energiesystemmodellen nach zeitlicher Auflösung und Horizont (Daten aus [101])

3.2 Nicht-energetischer Verbrauch und Kreislaufwirtschaft der Industrie in aktuellen Energieszenarien

Die im vorherigen Kapitel vorgestellten Energiesystemmodelle eignen sich dazu, Energieszenarien auf regionaler, nationaler oder globaler Ebene zu erstellen. Da das Ziel dieser Arbeit ist, eine integrierte Analyse der Effekte von Recycling und stofflicher Nutzung im deutschen Energiesystem zu bewerten, beschränkt sich die Auswahl im nachfolgenden Kapitel auf nationale Energieszenarien für Deutschland. Dabei sind als weitere Kriterien festgelegt, dass der zeitliche Horizont der ausgewählten Szenarien das Jahr 2050 einschließen sollte, und dass die Zielsetzung der Szenarien auf die Umsetzung der Klimaschutzziele der deutschen Bundesregierung [4,6] ausgerichtet sein sollte. Die Kernergebnisse der einzelnen Szenarien werden vorgestellt, um die Ergebnisse dieser Arbeit im Anschluss (Kapitel 5.2.4) einordnen zu können. Insgesamt werden 30 Szenarien der letzten zehn Jahre analysiert. Außerdem wird kurz auf die zugrundeliegenden Studien eingegangen, um einen Überblick über die verwendete Modellierungsart zu bekommen und bewerten zu können, inwiefern Maßnahmen des Recyclings analysiert und nicht-energetische Bedarfe berücksichtigt werden. Alle CO₂-Reduktionsziele in diesem Kapitel beziehen sich auf das CO₂-Level im Jahr 1990.

Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland (2009)

Im Jahr 2009 hat das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) die „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland“ herausgegeben [195]. Das „Leitszenario 2009“ verfolgt eine CO₂-Reduktion von 80% bis 2050. Möglich wird diese Reduktion hauptsächlich durch Effizienzmaßnahmen in den einzelnen Nachfragesektoren. Die Endenergienachfrage sinkt auf 1654 TWh und teilt sich zu 409 TWh auf den Gebäude-, zu 506 TWh auf den Industrie-, zu 518 TWh auf den Verkehrs- und zu 221 TWh auf den Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) auf. Der Industriesektor wird dabei nicht detaillierter betrachtet, eine Aufschlüsselung nach Energieträgern erfolgt nicht. Recyclingmaßnahmen und nicht-energetische Verbräuche werden nicht berücksichtigt. Die installierte Leistung von erneuerbaren Energien summiert sich auf ca. 130 GW. Hier tragen PV mit 34 GW, Onshore-Wind mit 39 GW und Offshore-Wind mit 37 GW in etwa gleichem Maße dazu bei. Hinzu kommen ca. 9 GW über Biomasse und jeweils 5 GW über Wasserkraft und Geothermie, sodass insgesamt 380 TWh Strom aus erneuerbaren Energien für das Gesamtsystem bereitgestellt werden. Festgestellt wird aber auch, dass die Reduktionsziele ohne einen zusätzlichen Stromimport von 123 TWh nicht erreicht werden können. Es lässt sich keine Aussage darüber treffen, ob es sich um Optimierungen oder Simulationen handelt. Für die Berechnung wurden allerdings mehrere verschiedene Modelle und kein integriertes Modell eingesetzt, sodass davon auszugehen ist, dass keine Gesamtsystemkostenoptimalität vorliegt.

Modell Deutschland (2009)

Mit der Studie „Modell Deutschland“ bringen Prognos AG und das Öko-Institut im Auftrag des WWF im Jahr 2009 gleich zwei Szenarien (Referenz und Innovation) heraus, die eine CO₂-Reduktion von 95% anstreben [196]. Im Szenario „Innovation“ wird dieses Ziel vor allem durch eine Elektrifizierung in allen Sektoren und stark ansteigende Effizienzmaßnahmen erreicht. Der Güterverkehr wird zunehmend von der Straße auf die Schiene verlagert,

um dort mit elektrisch angetriebenen Zügen transportiert zu werden. Die Sanierungsrate im Gebäudebereich wird im Vergleich zum heutigen Stand mehr als verdoppelt. Während im „Referenzszenario“ 71 GW erneuerbare Energien errichtet werden, verdoppelt sich der Ausbau im Szenario „Innovation“ fast auf 132 GW und die Leistung von Onshore- und Offshore-Wind beträgt so viel wie die gesamten erneuerbaren Energien im „Referenzszenario“ alleine. Auch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen ist im Szenario „Innovation“ mit 394 TWh fast doppelt so hoch wie im „Referenzszenario“ mit 208 TWh. Ein erheblicher Teil der Stromversorgung wird im „Referenzszenario“ (311 TWh) auch noch über fossilgefeuerte Kraftwerke bereitgestellt. Dies ist die Hauptursache dafür, dass im „Referenzszenario“ die Treibhausgasziele weit verfehlt werden. Wie bereits angedeutet, sind Effizienzmaßnahmen der Schlüssel für die Zielerreichung im Szenario „Innovation“. Von 1694 TWh im „Referenzszenario“ sinkt der Endenergieverbrauch über alle Nachfragesektoren auf 1071 TWh um mehr als ein Drittel im Jahr 2050. Im Industriesektor sinkt der Endenergiebedarf auf 319 TWh ab. Es lässt sich allerdings keine Aussage über zukünftige innovative Prozesse oder neuartige Energieträger (z.B. Wasserstoff) im Industriesektor treffen. Auch werden weder Recyclingmaßnahmen noch der nicht-energetische Verbrauch thematisiert. Für die Studie „Modell Deutschland“ wird ein Modellverbund aus mehreren Bottom-up-Simulationsmodellen für die Nachfragesektoren verwendet. Dabei wird bspw. für den Industriesektor der Endenergieverbrauch lediglich anhand der Entwicklung der Bruttowertschöpfung bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben.

Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Energien (2010)

Das Szenario „Regionenverbund“ in der Studie „Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Energien“ verfolgt die Absicht, die deutsche Stromversorgung bis 2050 komplett auf erneuerbare Energien umzustellen [197]. Zwar liegt der Fokus dieser Studie nicht explizit auf der Minderung von Treibhausgasemissionen, trotzdem wird hierbei erwähnt, dass mit diesem Szenario eine Reduktion der CO₂-Emissionen in Richtung Treibhausgasneutralität möglich ist. Insgesamt werden ca. 260 GW erneuerbare Energien errichtet, wobei PV-Anlagen mit 120 GW den größten Anteil haben. Mit 104 TWh stellen sie allerdings nur rund 20% der erzeugten Strommenge. Von den 534 TWh in Summe sind 170 TWh auf Onshore-Wind und 177 auf Offshore-Wind zurückzuführen. Der anfallende Stromüberschuss kann in Methan-, bzw. Wasserstoffspeichern oder auch Pumpspeicherkraftwerken zwischengespeichert werden. Der ausgewiesene Endenergiebedarf über alle Sektoren beläuft sich auf ca. 850 TWh, wobei im Verkehrssektor nur die Stromnachfrage bilanziert wird. Die Ergebnisse im Industriesektor lassen keine Rückschlüsse auf eine differenzierte Bewertung etwaiger Prozessroutenwechsel zu. Auch in dieser Studie wird der nicht-energetische Bedarf nicht berücksichtigt. Allerdings werden Handlungsempfehlungen beschrieben, wobei Recycling bei der Verwertung von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen zur Rückgewinnung von seltenen Erden in Zukunft eine wichtige Rolle spielen wird. Eine endogene Analyse von Recyclingmaßnahmen im Industriesektor findet jedoch nicht statt.

Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (2012)

Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit haben mehrere Institute, darunter das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt, 2012 erneut die Studie zu Langfristszenarien herausgegeben [198]. Dabei werden unter anderem zwei

Szenarien gerechnet. Das Szenario 2011 A verfolgt eine 80% CO₂-Reduktion, während das Szenario 2011 THG95 eine 95% CO₂-Reduktion anstrebt. In beiden Szenarien ist das Zieljahr 2050, es werden aber auch Ergebnisse für die darauffolgenden Jahre bis 2060 analysiert, die in dieser Arbeit aber keine weitere Erwähnung finden. Es zeigen sich Unterschiede in der installierten Leistung der erneuerbaren Stromerzeugung. Im 80%-Szenario werden mit 67 GW PV und insgesamt 83 GW Windkraftanlagen etwas weniger ausgebaut als im 95%-Szenario mit 82 GW, bzw. 115 GW. Das wirkt sich auch auf die erzeugte Strommenge aus. Allerdings zeigt sich auch, dass das 95%-Ziel nur mit einer deutlich erhöhten importierten Strommenge zu erreichen ist; im 95%-Szenario (177 TWh) wird fast dreimal so viel Strom importiert wie im 80%-Szenario (62 TWh). Auch wird im 95%-Szenario verstärkt auf Effizienzmaßnahmen gesetzt, so dass der Endenergieverbrauch über alle Sektoren um 140 TWh geringer ist als im 80%-Szenario. Der Energieträgermix im Industriesektor ist nicht weiter aufgeschlüsselt und deutet darauf hin, dass eine detaillierte Analyse dieses Sektors nicht stattgefunden hat. Somit werden auch keine Aussagen über Recycling gemacht oder Bilanzierungen des nicht-energetischen Verbrauchs angestellt.

Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose (2014)

Die Prognos AG veröffentlichte 2014 im Auftrag des BMWi die Studie „Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose“. Das „Zielszenario 2050“ beschreibt die Auswirkungen einer 80% CO₂-Reduktion [199]. In diesem Szenario wird mit 78 GW und 70 GW bei der Stromerzeugung in etwa gleichem Maße auf PV, bzw. Onshore-Wind, gesetzt. Zusätzlich wird eine Leistung von 12 GW über Bioenergie benötigt. Über alle Nachfragesektoren hinweg, werden 1484 TWh Endenergie benötigt, die sich im Industriesektor (480 TWh) zum Großteil auf Strom (173 TWh), Erdgas (165 TWh) und Biomasse (56 TWh) aufteilt. Die Studie bilanziert auch den nicht-energetischen Bedarf und trifft Annahmen zu seiner Entwicklung bis 2050. Diese Annahmen, die ausschließlich die Produktionsmenge der chemischen Industrie betreffen, sind allerdings exogen gesetzt und es werden dementsprechend keine weiteren Ergebnisse analysiert, die z.B. Prozessroutenwechsel in diesem Bereich erkennen lassen. Recycling wird zwar nicht explizit in die Analyse eingeschlossen, dennoch werden geschlossene Materialkreisläufe angenommen, die zu einer Verringerung der Produktionsmenge und somit zu einer Verringerung der Endenergienachfrage führen sollen. Diese Maßnahmen werden allerdings nur qualitativ beschrieben, und es folgt keine quantitative Analyse. Zum Einsatz kommen sektorale Simulationsmodelle für die Endenergienachfrage und ein Optimierungsmodell für den Strommarkt.

Geschäftsmodell Energiewende (2014)

In der Studie „Geschäftsmodell Energiewende“ aus dem Jahr 2014 verfolgt das Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) das Ziel, die Nachfragesektoren vollständig auf erneuerbare Energien umzustellen [200]. Dieses ambitionierte Ziel erfordert große Anstrengungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien. 200 GW PV, 180 GW Onshore-Wind, und jeweils 50 GW für Offshore-Wind und Bioenergie werden allein für die Stromerzeugung bis 2050 benötigt. Insgesamt werden dabei 990 TWh Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt, die vor allem auf den Einsatz von batterie-elektrischen Fahrzeugen (100% Marktanteil im Verkehrssektor) und Wärmepumpen (75% Marktanteil im Wärmesektor) zurückzuführen sind. In den Nachfragesektoren ergibt sich eine Endenergienachfrage von 1730 TWh. Die Nachfrage des Industriesektors wird allerdings nicht weiter

aufgeschlüsselt. Dementsprechend werden auch keine Aussagen über Recyclingmaßnahmen oder den nicht-energetischen Verbrauch getroffen. Es lässt sich keine Aussage über die eingesetzten Modelle treffen.

Klimaschutzszenario 2050 (2015)

Im Auftrag des BMU haben das Öko-Institut e.V. und das Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung (ISI) 2015 die Studie „Klimaschutzszenario 2050“ erstellt [201]. Es werden sowohl ein Szenario zur 80% CO₂-Reduktion als auch ein Szenario für eine 95% CO₂-Reduktion vorgestellt. Im 95-Szenario werden 331 GW erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten benötigt, die im Jahr 2050 insgesamt 780 TWh Strom erzeugen. Dabei haben Onshore-Wind mit 390 TWh und Offshore-Wind mit 180 TWh den größten Anteil. Die Endenergienachfrage wird mit 1108 TWh angegeben, wobei der Verbrauch des Industriesektors mit 400 TWh von allen Nachfragesektoren am höchsten ist. Die Verringerung der Endenergienachfrage wird hauptsächlich durch erhöhte Sanierungsmaßnahmen im Gebäudesektor, eine steigende Energieeffizienz bei Stromanwendungen und im Industriesektor vor allem durch eine Kombination aus Wärmepumpeneinsatz und erhöhter Abwärmenutzung erreicht. Mit einem Stromeinsatz von 178 TWh im Industriesektor wird die Wichtigkeit einer Elektrifizierung in diesem Sektor bis 2050 deutlich. Zusätzlich trägt auch ein deutlich erhöhter Biomasseeinsatz (113 TWh) zum Erreichen des 95%-Ziels bei. Der nicht-energetische Bedarf wird nicht behandelt. Für die Entwicklung der Produktionsmengen im Industriesektor werden bis 2050 exogene Annahmen getroffen, um eine steigende Materialeffizienz und an Bedeutung gewinnende Kreislaufwirtschaft zu simulieren. Dies ist eine Maßnahme, die den Endenergiebedarf der Industrie verringert. Allerdings wird keine Aussage über den genauen Anteil getroffen.

Energiesystem 2050 (2016)

Die Dissertation „Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor“ am Fraunhofer Institut für Solare Energieforschung (ISE) von Palzer (2016) [202], beschreibt ein zukünftiges Energiesystem für Deutschland unter anderem mit dem Ziel einer 80% CO₂-Reduktion. Ein Ausbau der PV-Leistung auf 200 GW und ein Ausbau der Wind-Leistung auf 140 GW (Onshore), bzw. 37 GW (Offshore), sind in diesem Szenario besonders wichtig für die Zielerreichung. Der Endenergieverbrauch liegt bei 1847 TWh, wird aber für den Industriebereich nicht weiter aufgeschlüsselt. Die zuvor erschienenen Studien „100% Erneuerbare Energien“ [203] und „Energiesystem Deutschland 2050“ [204] von Henning und Palzer (2012, 2013) zeigen dabei die Grundlage des benutzten Optimierungsmodells auf. Eine Modellimplementierung des Industriesektors ist vorhanden, allerdings werden keine Angaben zu Recyclingoptionen oder nicht-energetischem Verbrauch gemacht.

Die Energiewende nach COP 21 – Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung (2016)

Der Bundesverband erneuerbarer Energien (BEE) e.V. hat in seiner Studie „Die Energiewende nach COP 21 – Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung“ das Szenario „SZEN-16 ‚Klima 2050‘“ erstellt, mit dem Ziel einer 95% CO₂-Reduktion [205]. Zur Erreichung des Ziels wird vor allem auf eine Elektrifizierung in allen Nachfragesektoren, sowie eine steigende Energieeffizienz, besonders im Verkehrssektor, gesetzt. Insgesamt werden

dafür 406 GW erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten ausgebaut. Der ausgewiesene Endenergiebedarf beläuft sich auf 1031 TWh, wobei der Bedarf für den Industriesektor nicht explizit bilanziert wird. Deswegen werden auch keine Aussagen zu weiteren Effizienzmaßnahmen, wie beispielsweise Recycling, getätigt. Auch der nicht-energetische Bedarf wird nicht analysiert. Das verwendete Modell wird in der Studie nicht beschrieben.

Sektorkopplung durch die Energiewende (2016)

Die Studie „Sektorkopplung durch die Energiewende“ der Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin aus dem Jahr 2016 analysiert Voraussetzungen für eine vollständige Reduktion der CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2040 [206]. In dem Szenario wird ein massiver Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten vorangetrieben, sodass 415 GW PV, 200 GW Onshore-Wind und 76 Offshore-Wind benötigt werden, um insgesamt 1320 TWh erneuerbaren Strom im Jahr 2040 zu erzeugen. Benötigt wird die zusätzliche Menge vor allem für Wärmepumpen im Gebäude und Industriesektor, sowie durch den fast ausschließlichen Einsatz von batterieelektrischen Fahrzeugen im Verkehrssektor. Zum Endenergieverbrauch werden in dieser Studie keine umfassenden Angaben gemacht, sodass auch keine Rückschlüsse auf die Entwicklung im Industriesektor möglich sind. Die Studie macht keine Angaben zum verwendeten Modell.

Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland (2017)

Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) werden in der Studie „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ zwei Szenarien zur Reduktion der CO₂-Emissionen um 80% vorgestellt [207]. Im Basisszenario werden 170 GW erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten ausgebaut, um im Jahr 2050 ca. 440 TWh Strom zu produzieren. Der Endenergiebedarf liegt bei 1507 TWh und teilt sich zu 547 TWh auf den Gebäude-, 559 TWh auf den Industrie- und 400 TWh auf den Verkehrssektor auf. Auch in diesem Szenario spielen Energieeffizienzmaßnahmen eine große Rolle, allerdings werden auch besonders im Gebäude- und Industriesektor Power-to-heat Technologien eingesetzt. Weitere innovative Technologien, wie z.B. der Einsatz von Wasserstoff als Energieträger, sind explizit nicht Teil der Lösung. Auch wenn keine Aussage über den detaillierten Energieträgermix im Industriesektor getroffen wird, werden exogene Annahmen zu Recycling und nicht-energetischem Verbrauch erläutert. Der Fortschritt in der Materialeffizienz sowie die Entwicklung zu erhöhten Recyclingraten werden bis 2050 beschleunigt. Damit verknüpfte Kosten werden nicht ausgewiesen. Der nicht-energetische Verbrauch wird bilanziert und es wird angenommen, dass er bis 2050 auf dem heutigen Niveau bleibt. Eine Analyse dieser Entwicklung und Auswirkungen auf das Gesamtenergiesystem bleiben aus und werden auch nicht in der Vorstellung des Modellverbands erwähnt [208]. Zum Einsatz kommen detaillierte Simulationsmodelle für die Nachfragesektoren und Optimierungsmodelle für den Kraftwerkspark.

Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten (2017)

In der Studie „Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten“ setzt das Umweltbundesamt (UBA) mit „GreenEe“ ein Szenario zur Reduktion der CO₂-Emissionen um 95% auf [209]. Bei diesem Szenario stellt das Verbraucherverhalten eine zentrale Maßnahme zur Treibhausgasreduktion dar im Gegensatz zu erzeugerseitigen Maßnahmen, die in den bisher vorgestellten Szenarien im Vordergrund stehen. Für

die Stromerzeugung werden demnach unter anderem 220 GW PV und 166 GW Wind-Kraftanlagen benötigt, um eine erneuerbare Stromerzeugung von 831 TWh im Jahr 2050 zu gewährleisten. Für den Endenergiebedarf werden 1693 TWh angegeben, wobei im Industriesektor mit 689 TWh der Großteil nachgefragt wird. Hier wird nicht detailliert auf den Energieträgermix eingegangen, allerdings zeigt sich eine zunehmende Elektrifizierung, die in einem Stromverbrauch von 216 TWh im Industriesektor resultiert. Den Berechnungen liegen exogen angenommene Recyclingraten zugrunde, mit denen sich der Energieverbrauch im verarbeitenden Gewerbe bis 2050 verringern lässt. Der nicht-energetische Bedarf wird berücksichtigt und exogen vorgegeben. Dieser wird bis zum Jahr 2050 vollständig mit Power-to-liquid Technologien erzeugt. Es wird nicht genauer analysiert, welche Wechselwirkungen eine Umstellung auf Power-to-Liquid Technologien hat. Die Ergebnisse dieser Studie basieren auf Berechnungen mit Simulationsmodellen. Es findet keine Kostenoptimierung statt.

Klimapfade für Deutschland (2018)

Im Auftrag des Bundesverbands der deutschen Industrie (BDI) wurde 2018 eine Studie veröffentlicht, in der zwei Szenarien vorgestellt werden, um die Klimapfade für eine 80%-, bzw. 95%-CO₂-Reduktion zu untersuchen [13]. Im 95%-Szenario werden 635 TWh erneuerbarer Strom benötigt, um eine Endenergienachfrage von 1210 TWh über alle Sektoren zu bedienen. Im Industriesektor wird diese Nachfrage 2050 (580 TWh) hauptsächlich durch Strom- und Biomasseinsatz (jeweils 200 TWh) gedeckt. Dabei spielen Power-to-heat Technologien eine große Rolle. Um die unvermeidbaren Prozessemissionen der Stahl- und Zementindustrie zu verringern, ist bis 2050 auch der vermehrte Einsatz von carbon capture and storage (CCS) Technologien nötig. Obwohl in der Studie detailliert auf den Industriesektor eingegangen wird, werden Recyclingmaßnahmen zur Verminderung der CO₂-Emissionen nicht erwähnt. Der nicht-energetische Bedarf wird bilanziert, fließt aber nicht in die endogene Modellrechnung mit ein. Dabei wird angenommen, dass 2050 Raffinerieprodukte nur noch für den nicht-energetischen Bedarf benötigt werden. Für die Studie werden sektorale Simulationsmodelle zur Berechnung der Endenergienachfrage verwendet. Für den Industriesektor wird die Endenergienachfrage allerdings lediglich an der bis zum Jahr 2050 angenommenen Bruttowertschöpfung skaliert.

Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung (2018)

Das Energiewirtschaftliche Institut (ewi) an der Universität Köln veröffentlicht im Jahr 2018 die Studie „Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung“, in der zwei Szenarien zur Reduktion der CO₂-Emissionen um 80% vorgestellt werden [210]. Im Szenario „Technologieoffen“ werden vermehrt synthetische Brennstoffe nachgefragt, die durch Power-to-liquid oder Power-to-gas Technologien erzeugt werden. Dies führt zu einem erhöhten Endenergiebedarf über alle Sektoren von 1760 TWh. Während im Verkehrssektor der Anteil an batterieelektrischen und Brennstoffzellenfahrzeugen maßgeblich zur Erreichung der Ziele beiträgt, sind im Industriesektor keine zukünftigen Alternativen, wie z.B. CCS oder Wasserstoffeinsatz als Energieträger im Jahr 2050 möglich. Dies ist auch ein Grund, weshalb die Ziele der Sensitivitätsrechnungen zu einer möglichen 95% CO₂-Reduktion verfehlt werden. Der detaillierte Energieträgermix im Industriesektor wird in der Studie nicht ausgewiesen, allerdings werden exogene Annahmen zu Recyclingquoten getroffen, die den Endenergieverbrauch im Industriesektor senken. Aussagen zum Anteil der Verringerung durch

Recycling oder zur Kosteneffizienz werden nicht getroffen. Über die Entwicklung des nicht-energetischen Verbrauchs macht die Studie keine Angaben. Für die Studie wurde ein Modellverbund eingesetzt, bei dem die Endenergienachfrage des Industriesektors mit einem Simulationsmodell abgeschätzt wird. Aussagen zur Kostenoptimalität des Gesamtenergiesystems können demnach nicht getroffen werden.

dena – Leitstudie Integrierte Energiewende (2018)

Mit der Studie „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende“ hat die Deutsche Energie-Agentur 2018 vier Szenarien veröffentlicht, um eine Reduktion der Treibhausgase um 80%, bzw. 95% bis 2050 zu untersuchen [211]. Im „Technologiemix-Szenario 95“ werden bis 2050 zur Erreichung der Treibhausgasreduktion 114 GW PV und 198 GW Wind-Kraftanlagen gebaut, um insgesamt 770 TWh erneuerbaren Strom zu erzeugen. Für den Endenergiebedarf ergibt sich eine Nachfrage über alle Sektoren von 1598 TWh, wobei der Industriesektor mit 674 TWh den größten Anteil benötigt. In der detaillierten Betrachtung des Energieträgermixes wird im Vergleich zu den bisherigen Studien auch eine Wasserstoffnachfrage von 64 TWh für den Industriesektor ausgewiesen. Durch den Einsatz von Wasserstoff in der Stahlherstellung und CCS-Technologien in der Zementherstellung können Prozessemissionen vermieden werden. Bezeichnend für dieses Szenario ist der signifikante Anteil an synthetischen Brennstoffen (744 TWh), der importiert werden muss. Es werden exogene Recyclingraten gesetzt, deren Auswirkungen auf das Gesamtenergiesystem allerdings nicht weiter analysiert werden. Die Endenergienachfrage des Industriesektors wird exogen vorgegeben und anschließend als Eingangsparameter für die Optimierung der Energieträgerbereitstellungskosten des Gesamtsystems verwendet.

Wege für die Energiewende (2019)

Das Forschungszentrum Jülich hat die Studie „Wege für die Energiewende“ im Jahr 2019 vorgestellt [38]. Analysiert werden zwei Szenarien mit einer CO₂-Reduktion von 80%, bzw. 95%, bis zum Jahr 2050. Insgesamt werden 166 GW PV, 231 GW Onshore-Wind und 33 GW Offshore-Wind für eine 95%-Reduktion benötigt. Für den Endenergiebedarf ergibt sich im Jahr 2050 eine Nachfrage von 1623 TWh. Von den 712 TWh im Industriesektor fallen 133 TWh auf Wasserstoff, 341 TWh auf Strom und 248 TWh auf Biomasse. Während Wasserstoff sowohl für die Erzeugung von Hochtemperaturprozesswärme als auch als Reduktionsmittel in der Stahlindustrie eingesetzt wird, ist die Biomassenutzung vollständig durch den Einsatz torrefizierter Biomasse für die Hochtemperaturprozesswärme geprägt. Obwohl eine teilweise detaillierte Betrachtung des Industriesektors erfolgt, werden weder Recyclingmaßnahmen noch der nicht-energetische Bedarf berücksichtigt. Die Berechnungen werden mit einem integrierten Optimierungsmodell durchgeführt, das eine Analyse der Gesamtsystemkosten ermöglicht. Das Modell kommt auch für die Studie „Wasserstoff-Roadmap Nordrhein-Westfalen“ zum Einsatz.

Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität (2019)

Das Umweltbundesamt (UBA) hat 2019 mit der zweiten Version der Studie „Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten“ auch ein aktualisiertes „GreenEe“-Szenario herausgebracht [212]. Im Vergleich zur Version aus 2017 sinken die installierten Kapazitäten von PV um ca. 50 GW auf 174 GW und von Onshore-Wind um 5 GW auf 130 GW. Ebenso wird für das Jahr 2050 von einer ca. 90 TWh geringeren Endenergienachfrage ausgegangen. Mit der Studie „Wege in eine ressourcenschonende

Treibhausgasneutralität“ oder auch „RESCUE-Studie“ fasst das UBA die aktualisierten „GreenEe“-Szenarien sowie weitere Szenarien zusammen [213]. Mit einem Modellverbund werden in iterativen Schleifen die einzelnen Nachfragesektoren und das Gesamtenergiesystem optimiert. Der Begriff „ressourcenschonend“ bezieht sich vornehmlich auf den Ressourceneinsatz, der nötig für die Umstellung des Energiesystems von fossilen auf erneuerbare Energieträger ist. Hierbei wird vor allem der Einsatz von kritischen Rohstoffen analysiert. Recyclingoptionen als Maßnahmen zur Verringerung des Energieverbrauchs im verarbeitenden Gewerbe werden zwar erwähnt, allerdings werden (wie auch in der ersten Fassung [209]) Recyclingquoten exogen angenommen. Zur Entwicklung des nicht-energetischen Bedarfs werden keine Analysen gemacht.

Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem (2020)

Mit der Studie „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem“ veröffentlichte das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) 2020 ein weiteres 95%-Szenario [214]. In dieser Studie stehen das gesellschaftliche Verhalten und dessen Auswirkungen auf das zukünftige Energiesystem im Vordergrund. Die Angaben zur Entwicklung des technischen Energiesystems werden im Folgenden kurz erläutert. Bis zum Jahr 2050 werden ca. 680 GW erneuerbare Stromerzeugungsleistung aufgebaut, wobei PV mit mehr als 60% (415 GW) den Großteil ausmacht. Insgesamt werden 1280 TWh Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt und eine Endenergienachfrage von 1950 TWh im Jahr 2050 beschrieben. Obwohl diese Studie Auswirkungen gesellschaftlichen Verhaltens auf das Energiesystem analysiert, wird weder der Industriesektor detailliert betrachtet, noch werden Recycling oder nicht-energetischer Verbrauch erwähnt. Die Szenarien dieser Studie sind mit einem Optimierungsmodell gerechnet worden, das die Transformationskosten bis zum Jahr 2050 optimiert.

Wasserstoff-Roadmap Nordrhein-Westfalen (2020)

Die vom Forschungszentrum Jülich herausgegebene Studie „Wasserstoff-Roadmap Nordrhein-Westfalen“ beinhaltet ein nationales 95%-Szenario, das der anschließenden Regionalisierung der nationalen Ergebnisse auf Nordrhein-Westfalen als Ausgangslage dient [215]. Eine erneuerbare Stromerzeugungskapazität von 484 GW produziert 930 TWh Strom im Jahr 2050. Die Endenergienachfrage beläuft sich auf 1662 TWh, wobei 714 TWh vom Industriesektor benötigt werden. Der Wasserstoffeinsatz in der Industrie beträgt 97 TWh, von denen ca. 22 TWh für den nicht-energetischen Bedarf benötigt werden (Methanol- und Ammoniaksynthese). Weitere 290 TWh Strom, sowie 206 TWh Biomasse werden im Industriesektor eingesetzt. Wie bereits erwähnt, werden für einen kleinen Teil des nicht-energetischen Bedarfs Prozessrouten- und Energieträgerwechsel (z.B. Wasserstoff für Methanol) bis zum Jahr 2050 ausgewiesen. Auch wird Recycling als Effizienzmaßnahme in Teilen der Industrie (z.B. der Stahlindustrie) analysiert, die sich in einigen Fällen als kostenoptimale Alternative zur Primärstahlroute im Kontext des Gesamtenergiesystems erweist. Das verwendete Optimierungsmodell wird im Rahmen dieser Arbeit weiterentwickelt und stellt damit die Grundlage für die Untersuchungen zu Recyclingmaßnahmen und Strategien der Defossilisierung dar.

Klimaneutrales Deutschland (2020)

Im Auftrag der Agora Energiewende wurde 2020 die Studie „Klimaneutrales Deutschland“ herausgegeben [39]. Ziel der Untersuchungen war es ein Szenario zu entwickeln, das eine 100% CO₂-Reduktion für Deutschland analysiert. Für dieses ambitionierte Ziel werden 562 GW erneuerbare Stromerzeugungskapazität benötigt. Die Stromerzeugung stammt bis 2050 komplett aus erneuerbaren Quellen (898 TWh). Im Industriesektor muss zusätzlich Wasserstoff und Biomasse für Hochtemperaturprozesswärme eingesetzt werden. Außerdem wird Wasserstoff in der Stahlproduktion benötigt. Chemisches Recycling von Kunststoffabfällen und CCS-Techniken stellen im Jahr 2050 wichtige Maßnahmen dar, um nicht vermeidbare Prozessemissionen zu kompensieren. In der Industrie werden 47 TWh Wasserstoff, 310 TWh Strom und 186 TWh Biomasse eingesetzt. Recyclingmaßnahmen werden erwähnt, werden jedoch in diesem Szenario als exogene Quoten vorgegeben. Zu Kosteneffizienz oder Effektivität der Recyclingmaßnahmen werden keine Angaben gemacht. Für die Studie wurde ein Modellverbund verwendet, bei dem der Endenergiebedarf der Industrie durch ein Simulationsmodell abgeschätzt wird. Die Bereitstellung der benötigten Energieträger wird anschließend im Gesamtenergiesystem optimiert.

Trends und Entwicklungen der untersuchten Szenarien

Eine Zusammenstellung der untersuchten Szenarien findet sich in Tabelle 3.3. Dabei wird ersichtlich, dass gerade die älteren Szenarien weder Recycling noch den nicht-energetischen Verbrauch berücksichtigen. Zudem ist meist auch der Industriesektor unzureichend abgebildet, sodass zum Teil keine Aussage über die Aufteilung des zukünftigen Endenergieverbrauchs getroffen werden kann.

Die Zusammenfassung dieses Abschnitts sowie die Tabelle 3.3 und Abbildung 3.9 sind aus der Veröffentlichung Kullmann et al. [216] und übersetzt und angepasst worden.

Tabelle 3.3 Untersuchte Szenarien im Hinblick auf den Detaillierungsgrad bei der Abbildung von Recycling, von nicht-energetischem Verbrauch (NEV) und des Industriesektors

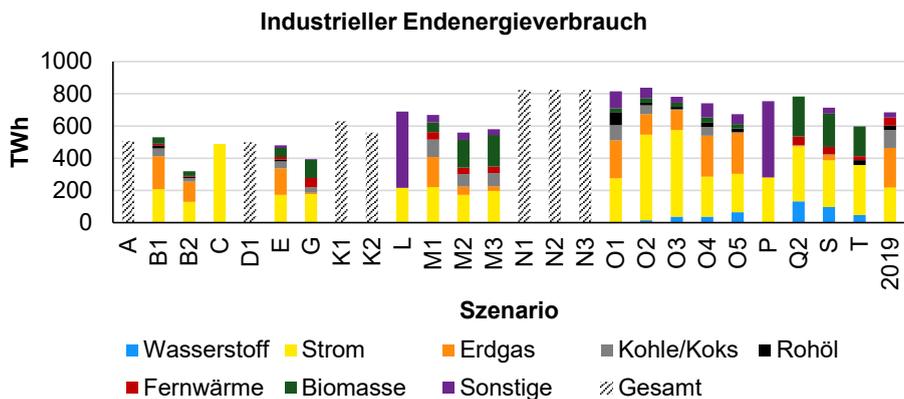
Szenario*	Recycling	NEV	Industrie
Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien - Leitszenario 2009	-	-	x
Modell Deutschland - Referenz / Innovation	-	-	x
Energieziel 2050: 100% aus erneuerbaren Energien - Regionenverbund	-	-	x
Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Szenario 2011 A	-	-	x
Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose - Zielszenario 2050	x	x	x
Geschäftsmodell Energiewende	-	-	-
Klimaschutzszenario 2050-Klimaschutzszenario 95	x	-	x
Energiesystem 2050	-	-	x
Die Energiewende nach COP 21 - Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung-SZEN-16	-	-	-
Sektorkopplung durch die Energiewende	-	-	-
Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Referenz / Basis	x	x	xx
Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten-GreenEe	xx	x	xx
Klimapfade für Deutschland - Referenz / G80 / G95	-	x	xx
Kosteneffiziente Sektorenkopplung Referenz / Elektrifizierung / Technologieoffen	x	-	xx
dena-Leitstudie Integrierte Energiewende Referenz / EL80 / EL95 / TM80 / TM95	x	x	xx
Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten-GreenEe	xx	x	xx
Wege für die Energiewende - Szenario 80 / Szenario 95	x	-	x
Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem	-	x	x
Wasserstoff-Roadmap Nordrhein-Westfalen	x	x	xx
Klimaneutrales Deutschland	x	xx	xx

* Anzahl „x“ steht für Detaillierungsgrad, „-“ steht für „nicht berücksichtigt“

In den jüngeren Energieszenarien nimmt der Detaillierungsgrad der Industrieabbildung zu. Allerdings werden in den meisten Fällen Simulationsmodelle eingesetzt, die den Endenergiebedarf der Industrie fortschreiben und als Eingangsparameter für die Optimierung der

Energieträgerbereitstellung nutzen. Es kann somit in den meisten Fällen keine Aussage über die Kostenoptimalität des Gesamtenergiesystems getroffen werden. Über alle untersuchten Szenarien wird keine Aussage zur Kosteneffizienz und Effektivität zur Reduktion von Treibhausgasemissionen von Recyclingmaßnahmen getroffen. Das liegt unter anderem daran, dass in den Szenarien, in denen Recycling berücksichtigt wird, lediglich spezifische Recyclingraten exogen vorgegeben werden und nicht Teil einer endogenen Kostenoptimierung sind. Auch der nicht-energetische Bedarf ist in den meisten Szenarien nicht berücksichtigt, sodass Aussagen zur Kosteneffizienz nicht getroffen werden können. Einzig in der Studie „Klimaneutrales Deutschland“ werden Angaben zu Verfahrenswechseln bei der Bereitstellung von nicht-energetischem Bedarf gemacht. Da diese Abschätzungen allerdings mit einem Modellverbund (Simulationsmodell für den Industriesektor) und nicht mit einem geschlossenen integrierten Optimierungsmodell errechnet wurden, lässt sich keine Aussage über die Kosteneffizienz der einzelnen Verfahren treffen.

Für einen Vergleich sind in Abbildung 3.9 die untersuchten Szenarien und der jeweils ausgewiesene Endenergieverbrauch des Industriesektors aufgetragen. Die Szenarien sind nach ihrem Erscheinungsjahr geordnet und schließen auf der rechten Seite mit dem Status Quo des Jahres 2019 der AG Energiebilanzen [22]. Dabei sind nur Szenarien abgebildet, die den jeweiligen Endenergieverbrauch so bilanzieren, dass er für den Industriesektor ausgewiesen werden kann. Auffällig ist, dass die älteren Szenarien einen durchschnittlich geringeren Energieverbrauch ausweisen als die neueren Szenarien. Ein Grund dafür ist, dass in diesen Szenarien die Energieeffizienz im Industriesektor als eine der wichtigsten und wirtschaftlichsten Maßnahmen bewertet wurde. Innovative Technologien oder ein Einsatz von neuartigen Energieträgern wurde in vielen älteren Szenarien gar nicht betrachtet. Dies wird auch dadurch bestätigt, dass in fast allen aktuellen Szenarien Wasserstoff als Energieträger in der Industrie eine Rolle spielt. Dies ist in den älteren Szenarien nicht der Fall.



ID	Jahr	Studie	Quelle
A	2009	Langfristszenarien	[195]
B1-B2	2009	Modell Deutschland	[196]
C	2010	Energieziel 2050: 100% aus erneuerbaren Energien	[197]
D1	2012	Langfristszenarien	[198]
E	2014	Entwicklung der Energiemärkte - Energierferenzprognose	[199]
G	2015	Klimaschutzszenario 2050	[201]
J	2016	Sektorkopplung durch die Energiewende	[206]
K1-K2	2017	Langfristszenarien	[207]
L	2017	Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten	[209]
M1-M3	2018	Klimapfade für Deutschland	[13]
N1	2018	Kosteneffiziente Sektorenkopplung	[210]
O1-O5	2018	dena-Leitstudie Integrierte Energiewende	[211]
P	2019	Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten	[212]
Q2	2019	Wege für die Energiewende	[38]
S	2020	Wasserstoff-Roadmap Nordrhein-Westfalen	[215]
T	2020	Klimaneutrales Deutschland	[39]
2019	2019	AGEB Energiebilanzen	[23]

Abbildung 3.9 Industrieller Endenergieverbrauch ausgewählter Szenarien im Jahr 2050

Es lässt sich auch beobachten, dass bei älteren Szenarien häufig keine detaillierte Aussage über den Endenergieverbrauch im Industriesektor getroffen wurde. Das hat den Grund, dass viele Modelle, die als Grundlage für diese Szenarien gedient haben, keine detaillierte Implementierung des Industriesektors beinhalteten und somit keine Aussage über den Energieträgermix in der Industrie möglich war. Eine Folge dessen ist außerdem, wie in Kapitel 3.1.3 bereits beschrieben, dass ohne detaillierte Abbildung der Industrie keine Analyse z.B. von Recyclingmaßnahmen gemacht werden kann. Weiterhin kann auch der nicht-energetische Bedarf und seine Entwicklung in diesen Szenarien nicht untersucht werden. Diese Beobachtung passt damit zusammen, dass Recycling und nicht-energetischer Verbrauch erst in jüngeren nationalen Energieszenarien bilanziell berücksichtigt wird.

3.3 Zusammenfassung und Fazit

Dieses Kapitel zielt darauf ab, Stoffstrom- und Energiesystemmodelle zu charakterisieren und mögliche Synergieeffekte aufzuzeigen, um Energiesystemmodelle so zu erweitern, dass eine erweiterte Bewertung im Hinblick auf Recycling möglich ist. Außerdem werden aktuelle nationale Energieszenarien für Deutschland vorgestellt und auf Analysen in Bezug auf Recycling untersucht. Im Folgenden werden die Kernergebnisse erneut aufgegriffen, um daraus den Forschungsbedarf abzuleiten.

Stoffstrommodelle und Energiesystemmodelle

- Beide Modellklassen werden für unterschiedliche Fragestellungen eingesetzt.
- Die Energiewelt ist unzureichend in Stoffstrommodellen und die Stoffstromwelt ist umgekehrt unzureichend in Energiesystemmodellen abgebildet.
- Recyclingmaßnahmen lassen sich derzeit nicht adäquat in Energiesystemmodellen abbilden.

Szenarienanalyse

- Der Industriesektor ist in vielen Fällen unzureichend abgebildet. Strategien im Bezug zu Recycling oder Defossilisierung lassen sich nicht ableiten.
- Kosteneffizienz spielt in fast keinem Szenario eine Rolle.
- Eine konsistente und kosteneffiziente Gesamtbewertung im Kontext des gesamten Energiesystems gibt es nicht. Oftmals handelt es sich lediglich um Simulationen ohne Analysen der Kosten.
- Der nicht-energetische Bedarf spielt kaum eine Rolle in den untersuchten Szenarien. Eine Defossilisierung der Industrie durch den Einsatz von erneuerbaren Rohstoffen, CO₂-neutralen Rohstoffen oder Ressourceneffizienz erfordert zukünftig die Berücksichtigung von nicht-energetischem Verbrauch.
- Recycling wird, wenn überhaupt, nur durch exogen gesetzte Annahmen, in vielen Szenarien allerdings gar nicht berücksichtigt.

Gegenwärtig läuft die Entwicklung von Stoffstrommodellen parallel zu der von Energiesystemmodellen. Beide Modelltypen würden aber von einer kombinierten Weiterentwicklung profitieren.

1. Darstellung von industriellen Prozessen

Da der Industriesektor einen wichtigen Anteil der nationalen Stoffströme ausmacht, muss er ausreichend detailliert modelliert werden. Der industrielle Energiebedarf, der in den meisten Energiesystemmodellen nur auf Energiebilanzebene und nicht stoffstrombezogen abgebildet wird, bietet keine ausreichende Grundlage für die Umsetzung von Recyclingmaßnahmen. Dabei ist sicherzustellen, dass auch der nicht-energetische Bedarf berücksichtigt wird, damit auch Strategien zur Defossilisierung im Kontext des Gesamtennergiesystems analysiert werden können.

→ *Energiesystemmodelle müssen um einen detaillierten Industriesektor weiterentwickelt werden.*

2. Auswirkungen von Recyclingmaßnahmen auf das zukünftige Energiesystemdesign

Stoffliche Nachfragen und Recyclingmaßnahmen werden in aktuellen Energiesystemmodellen und nationalen Energieszenarien kaum analysiert. Auswirkungen auf das Gesamtenergiesystemdesign werden zurzeit nicht bewertet. Um eine ganzheitliche Analyse des zukünftigen Energiesystemdesigns machen zu können und kohärente Implikationen für die Politikgestaltung aufzeigen zu können, ist ein gemeinsames Energie- und Ressourcenbild unerlässlich. Dieses kann einen potenziellen Handlungsbedarf aufdecken, der bei einer Einzelbewertung unerkannt bleiben würde, was zu einer verbesserten Entscheidungsfindung führen kann. Für die Energiesystemforschung ist es wichtig, die Energieszenarien so ganzheitlich wie möglich zu gestalten, um auch eine größere Akzeptanz in der Gesellschaft zu finden. Recycling ist aktuell zu einem wichtigen Bestandteil politischer Strategien geworden (vgl. [217]). Deshalb müssen Energiesystemmodelle in der Lage sein, die Welten der reinen Energiesystemmodellierung und die der Stoffstrommodellierung miteinander zu verbinden.

→ *Implementierung von Recyclingmaßnahmen und nicht-energetischem Bedarf in ein integriertes Energiesystemmodell zur kostenoptimalen Analyse im Kontext der Transformation des Gesamtenergiesystems.*

Die dafür notwendigen strukturellen und methodischen Weiterentwicklungen des bestehenden Energiesystemmodells werden im folgenden Kapitel beschrieben.

4 Methodische Modellierung

Auf die Grundlagen der Modellierung und die technische Datenlage des Industriesektors, folgt in diesem Kapitel der methodische Modellierungsansatz. Zuerst wird dabei auf das Energiesystemmodell NESTOR eingegangen, das im Rahmen dieser Arbeit weiterentwickelt und eingesetzt wird. Anschließend werden die berücksichtigten Industrieprozesse und deren strukturelle Abbildung im Modell beschrieben. Als Nächstes wird mit der Abschätzung zukünftig verfügbarer Stoffströme und der Implementierung von endogenen Recyclingpotentialen der methodische Schwerpunkt der Weiterentwicklung vorgestellt. Eine Zusammenfassung schließt das Kapitel ab.

Teile dieser methodischen Beschreibung sind bereits in der Veröffentlichung Kullmann et al. [216] veröffentlicht und Texte sowie Abbildungen und Tabellen für diese Arbeit übersetzt und angepasst worden.

4.1 Energiesystemmodell NESTOR

NESTOR steht für National Energy System Model with Sector Coupling und bezeichnet ein Optimierungsmodell, welches das deutsche Energieversorgungssystem sektorübergreifend abbildet. Die Grundlagen dieses Modells stammen aus Lopion [218] und Kotzur [219] und werden im Folgenden kurz vorgestellt.

Alle systemrelevanten Technologien des deutschen Energiesystems werden in diesem Energiesystemmodell durch Knoten und Kanten beschrieben und als ein großes interagierendes Netzwerk aufgebaut. Dabei stehen die Kanten für Energie- und Stoffströme zwischen den einzelnen Knoten (z.B. Strom- und Wärmeflüsse, Eisenerzfluss). Die Knoten beschreiben alle Energie- und Stoffquellen, Umwandlungstechnologien, Energie- und Stoffspeicher und Energie- und Stoffsenken. Energie- und Stoffquellen sind Komponenten, die einen Energie- oder Stofffluss von außerhalb in das System bringen (z.B. Stromimport). Alle Komponenten, die eine bestimmte Art von Energie- oder Stoffstrom in einen anderen umwandeln, gehören zur Klasse der Umwandlungstechnologien (z.B. wandelt ein Kohlekraftwerk Kohle in elektrische und thermische Energie um). Komponenten, die einen Energie- oder Stofffluss aus dem System bringen, werden als Energie- bzw. Stoffsenken bezeichnet (z.B. Stromexport). Zusätzlich gibt es noch Komponenten, die Energie und Stoffe über mehrere Zeitschritte hinweg speichern können (z.B. Batterie). Treiber für die Wechselwirkungen in einem solchen Netzwerk sind energieverbrauchsrelevante Nachfragen (z.B. die Nachfrage nach einer bestimmten Personentransportleistung, nach Industriegütern oder nach einer bestimmten Raumwärme in Wohngebäuden), die exogen vorgegeben werden und nicht Bestandteil der Optimierung sind. Alle zuvor aufgeführten Komponenten stehen durch das Netzwerk in Beziehung zueinander und fallen unter den Einfluss der folgenden Bedingungen [219].

Die Zielfunktion dieses Optimierungsproblems bedingt die Minimierung der jährlichen Systemkosten (Gl. 4.1). Dabei beschreibt $C_{0,y}$ die durchschnittlichen Investitionskosten der Komponente y , $r_{n,i,y}$ den Annuitätenfaktor (unter Verwendung der Nutzungsdauer n und des Zinssatzes i), $m_{fix,y}$ die fixen Betriebskosten, und x_y die installierte Kapazität von y . Aufsummiert über alle Komponenten ergeben sich die jährlichen fixen Systemkosten. Mit $m_{var,k}$ als variable Betriebskosten der Kante k , und $\dot{x}_{k,t}$ als Energie- bzw. Stofffluss zu

einem bestimmten Zeitpunkt t , können über alle Kanten und Zeitschritte die jährlichen variablen Systemkosten aufsummiert werden. Beide Teile ergeben zusammen die jährlichen Systemkosten, die zu minimieren sind [220].

$$\min f(x)_{LP} = \min \sum_{y \in Y} C_{0,y} \cdot (r_{n,i,y} + m_{fix,y}) x_y + \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} m_{var,k} \dot{x}_{k,t} \Delta t \quad \text{Gl. 4.1}$$

Der sogenannte Penny-Switching-Effekt tritt bei linearen Optimierungsproblemen auf. Dabei wird eine Technologie der anderen vorgezogen, obwohl sie nur geringfügig niedrigere Kosten aufweist. Dieses Verhalten folgt zwar ganz der Logik einer strikten Kostenoptimierung, jedoch wirken die Ergebnisse oftmals unplausibel im Vergleich zum realen Markt. Darüber hinaus können kleinste Technologiekostenänderungen erhebliche Auswirkungen auf das gesamte Systemdesign ausüben, sodass die Robustheit des erzielten Ergebnisses mitunter nicht mehr gegeben ist. Um robustere Modellergebnisse zu erhalten und den Penny-Switching-Effekt zu vermeiden, haben Lopion et al. (2019) [220] die Zielfunktion um einen quadratischen Teil ergänzt (vgl. Gl. 4.2). Dabei sind die fixen jährlichen Kosten einer Technologie nicht mehr allein von den durchschnittlichen Investitionskosten abhängig, sondern von einer Bandbreite der Investitionskosten $C_{0,y} \cdot s_y$ (s_y beschreibt hierbei die relative maximale Abweichung von den Durchschnittskosten). Mit dieser Modellerweiterung wird versucht, ein Systemverhalten abzubilden, das mit der Realität besser im Einklang steht. Die Herleitung und Validierung findet sich in Lopion et al. (2019) [220].

$$\min f(x)_{QP} = \min \sum_{y \in Y} \left[C_{0,y} \cdot (1 - s_y) \cdot x_y + \frac{C_{0,y} \cdot s_y}{x_{ub,y} - x_{lb,y}} \cdot x_y^2 \right] \cdot (r_{n,i,y} + m_{fix,y}) + \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} m_{var,k} \cdot \dot{x}_{k,t} \Delta t \quad \text{Gl. 4.2}$$

Zusätzlich zur eigentlichen Zielfunktion des Optimierungsproblems unterliegt die Netzwerkzusammenstellung weiteren Nebenbedingungen. Für die Generierung von Treibhausgasszenarien ist eine wichtige Bedingung die Limitierung der CO₂-Emissionen des Gesamtsystems, mit der Treibhausgasreduktionsziele für bestimmte Jahre (z.B. Klimaschutzplan der Bundesregierung) vorgegeben werden können (vgl. Gl. 4.3). Über alle Zeitschritte t und Kanten k aufsummiert, darf die Menge aus spezifischen CO₂-Emissionen ω multipliziert mit dem Energie- bzw. Stofffluss \dot{x} nicht größer sein als die zulässige Gesamtmenge an CO₂-Emissionen Ω im System.

$$\sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \omega_{k,t} \cdot \dot{x}_{k,t} \leq \Omega_{max} \quad \text{Gl. 4.3}$$

Weitere Nebenbedingungen betreffen die mathematische Formulierung der Energie- und Stoffhaltung und können in Lopion [218] nachgelesen werden.

Das Energiesystemmodell wird mit einer stündlichen Auflösung aufgesetzt. Das bedeutet, dass für jede Stunde eines Optimierungsjahres die Erzeugung, Speicherung, Umwandlung und Nachfrage die oben beschriebenen Bedingungen erfüllen müssen. So entspricht z.B. das Erzeugungsprofil einer Windenergieanlage einer Zeitreihe von 8760 einzelnen Wirkungsgraden für die Umwandlung der kinetischen Energie des Windes in elektrische Energie (Kapazitätsfaktoren). Da das Modell ca. 1300 Technologien (+700 Hilfsttechnologien) und Zeitreihen umfasst, hat die dadurch entstehende Komplexität des

Optimierungsproblems großen Einfluss auf den Berechnungsaufwand. Eine Möglichkeit die Rechenzeit zu verringern, besteht darin, Zeitreihen zu aggregieren. Das methodische Konzept aus Kotzur et al. [221, 222] wird zu diesem Zweck im Modell verwendet. Das Prinzip der Zeitreihenaggregation basiert darauf, dass ähnliche Charakteristika einer Zeitreihe zusammengefasst werden und durch einen Datenpunkt repräsentiert werden (eine sogenannte Typperiode). Die aggregierte Zeitreihe umfasst dementsprechend weniger Dateneinträge als die originale Zeitreihe. Bei der Modellrechnung muss also nur eine Typperiode optimiert werden und nicht alle repräsentierten Datenpunkte [221]. Da bei der Repräsentation ähnlicher (nicht gleicher) Datenpunkte durch eine Typperiode trotzdem Informationen verloren gehen, entsteht durch die Zeitreihenaggregation ein Fehler, dessen Inkaufnahme ein Kompromiss zwischen Ergebnisgenauigkeit und Berechnungsdauer ist. Die optimale Anzahl der Typtage, um ausreichende Genauigkeit zu gewährleisten, wurde von Lopion [218] für das ursprüngliche NESTOR-Modell am Beispiel der Systemkosten detailliert analysiert. Aufgrund von den hier beschriebenen Modellerweiterungen, die eine Veränderung der benötigten Typtage bei gleichbleibender Genauigkeit bedingen können, wird im Rahmen dieser Arbeit allerdings ohne Zeitreihenaggregation gerechnet.

Neben der zeitlichen ist auch die räumliche Auflösung ausschlaggebend für die Funktion eines Energiesystemmodells. Das NESTOR-Modell hat grundsätzlich keine wirkliche räumliche Auflösung, und ist daher ein sogenanntes Ein-Knoten-Modell. Das bedeutet, dass sowohl Energieerzeugung als auch Energienachfrage an dem gleichen virtuellen Punkt liegen [223]. Als Vereinfachung werden also bspw. alle Einfamilienhäuser (einer Altersklasse und mit ähnlichem Sanierungsstandard) in Deutschland modelltechnisch zu einem einzigen Einfamilienhaus zusammengefasst, das repräsentativ für den gesammelten Raumwärme- und Warmwasserbedarf steht. Komplex wird es bei der Abbildung von Energieinfrastrukturen und erneuerbarer Stromerzeugung. Um der Problematik unterschiedlicher Einspeisezeitreihen von bspw. Windenergieanlagen in verschiedenen Regionen Deutschlands gerecht zu werden, wurden Pseudo-Regionen entworfen [218]. Das Prinzip sieht vor, dass nur für Energieinfrastrukturen und fluktuierende erneuerbare Stromerzeugung räumliche Charakteristika implementiert werden, alle anderen Systemkomponenten bleiben unberührt, um den Rechenaufwand beherrschbar zu halten [202]. Angelehnt an Sanchis et al. (2015) [224] wird das deutsche Festland in sieben Regionen unterteilt, zur Implementierung räumlicher Unterschiede bei Onshore-Windenergie, Dachflächen-Photovoltaik und Freiflächen-Photovoltaik. Weitere zwei Regionen (Nord- und Ostsee) werden zur Abbildung der Offshore-Windenergieanlagen erstellt. Eine genaue Beschreibung des Vorgehens findet sich in Lopion et al. [218].

Zusätzlich zur Optimierung des deutschen Energiesystems für ein einzelnes Jahr, ist im NESTOR-Modell eine myopische Transformationspfadanalyse implementiert, die es ermöglicht, auch Aussagen über die Jahre zwischen dem heutigen und dem zukünftigen optimierten Energiesystem im Jahr 2050 zu treffen. Bei dem Ansatz wird zunächst das Energiesystem für das Zieljahr 2050 optimiert. Dabei stehen heutige Bestandstechnologien zur Verfügung, die im Jahr 2050 ihre technische Lebenszeit noch nicht überschritten haben (bspw. Gaskraftwerke, die 2015 gebaut wurden und eine technische Lebenszeit von mindestens 35 Jahren haben), und neue Technologien, die heute noch nicht Teil des Energiesystems sind (bspw. Wasserstoffgasturbinen zur Rückverstromung von Wasserstoff). Dieses kostenoptimierte Design des zukünftigen deutschen Energiesystems im Jahr 2050

ist das definierte Ziel für die Berechnung des Transformationspfades ausgehend vom heutigen Energiesystem. Als nächster Schritt wird das Ausgangsjahr 2020 optimiert, wobei in diesem Fall keine neuen Technologien ausgebaut werden dürfen, sondern lediglich die heutigen Bestände benutzt werden können. Dieser Modellauf wird auch zum Abgleich mit den heutigen statistischen Werten zum Energiesystem herangezogen, um das Modell zu validieren. In 5-Jahres-Schritten werden nachfolgend die weiteren Stützjahre des Transformationspfades von 2020 bis 2050 optimiert. Dabei baut das Modell einzelne Technologien in bestimmten Ausbaukorridoren so aus, dass letztendlich die Zielwerte im Jahr 2050 getroffen und gleichzeitig gesetzte Grenzen für CO₂-Emissionen des Gesamtsystems in den Zwischenjahren eingehalten werden. Der Ausbaukorridor wird maßgeblich durch Bestandsentwicklung und Marktdurchdringungseffekte bestimmt. Dabei ist bspw. eine maximale Steigerung der jährlichen Ausbaurrate einer Technologie von 25% im Vergleich zur Ausbaurrate des Vorjahres möglich. Eine genaue Beschreibung der myopischen Transformationspfadanalyse findet sich in Lopion et al. [218].

Für die im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelten Szenarien wird das integrierte Energiesystemmodell NESTOR eingesetzt. Die wesentlichen Veränderungen zur Grundversion sind in Tabelle 4.1 zu finden.

Tabelle 4.1 Weiterentwicklung der Modellstruktur für die vorliegende Arbeit im Vergleich zum Grundmodell

	Grundmodell [218]	vorliegende Arbeit
Validierungsjahr	2013	2020
Zeitliche Auflösung	48 Typtage	stündlich aufgelöste Zeitreihe
Kostenvergleich	Einzeljahr 2020	Business-as-Usual Szenario
Industriestruktur	aggregiert	66% der ind. Endenergienachfrage und 80% der CO ₂ -Emissionen auf Prozessebene abgebildet
Industrienachfrage	Bruttowertschöpfung	Güternachfrage
Nicht-energetischer Bedarf	nicht berücksichtigt	Teil der Optimierung

Das Modell wird vom alten Startjahr 2013 auf das neue Startjahr 2020 validiert, um die aktuellen Bestände des Energieversorgungssystems abbilden und die statistischen Werte des Jahres 2020 treffen zu können. Des Weiteren werden die Szenarienrechnungen ohne zeitliche Aggregation durchgeführt, um insbesondere bei der Analyse von Spitzenlasten eine hinreichende Genauigkeit gewährleisten zu können. Der Kostenvergleich der Transformation wird nicht wie bisher anhand eines statischen Einzeljahres vorgenommen, sondern es wird ein Vergleichsszenario erstellt, an dem die Kosten gespiegelt werden können. So kann sichergestellt werden, dass unter anderem auch autonome Entwicklungen des Energiesystems bis zum Jahr 2050 mitberücksichtigt werden können. Das sogenannte Business-as-Usual Szenario wird in Kapitel 5.1 genauer vorgestellt. Der wesentliche Unterschied zum Grundmodell besteht in der Disaggregation des Industriesektors durch die Abbildung von mehr als 66% der industriellen Endenergienachfrage auf Prozessebene. Dazu zählt auch die Aufschlüsselung der Industrienachfrage in eine spezifische Güternachfrage. Im Vergleich zum Grundmodell, in dem die industrielle Strom- und Wärmenachfrage lediglich an die Bruttowertschöpfung gekoppelt wurde, ermöglicht es diese Erweiterung Recyclingverfahren zu berücksichtigen. Eine weitere Anpassung ist die Modellierung des nicht-energetischen Bedarfs. Dies ermöglicht eine Unterscheidung zwischen energetischen

und nicht-energetischen Verwendungen von Energieträgern und eine Analyse von zukünftigen Verfahrensumstellungen zur Bereitstellung von nicht-energetischem Bedarf.

Während dieser Arbeit ist das Grundmodell um ca. 900 Modellkomponenten (+70%) erweitert worden. Die Rechenläufe des erweiterten Modells werden auf einem High Performance Cluster durchgeführt, der 25 Rechenknoten mit insgesamt 1200 logischen Prozessoren beinhaltet. Die Rechenzeit für ein stündlich aufgelöstes Optimierungsjahr befindet sich im einstelligen Stundenbereich, abhängig von der Auslastung des Clusters. Unter Verwendung der oben beschriebenen Zeitreihenaggregation kann die Rechenzeit deutlich verringert werden. Bei einer Aggregation der Zeitreihe auf 48 repräsentative Typtage reduziert sich die Rechenzeit um den Faktor fünf. Um detaillierte Aussagen über das Verhalten von Speichern treffen zu können, muss allerdings auf die Zeitreihenaggregation verzichtet werden.

4.2 Verfahrensmodellierung ausgewählter Industrien

Nachdem im vorherigen Abschnitt die Grundarchitektur des NESTOR-Modells vorgestellt wurde, werden in den folgenden Kapiteln die modelltechnischen Erweiterungen zur Modellierung des Industriesektors beschrieben. In der Abbildung 4.1 ist der Industriesektor, so wie er im Grundmodell implementiert ist, schematisch dargestellt.

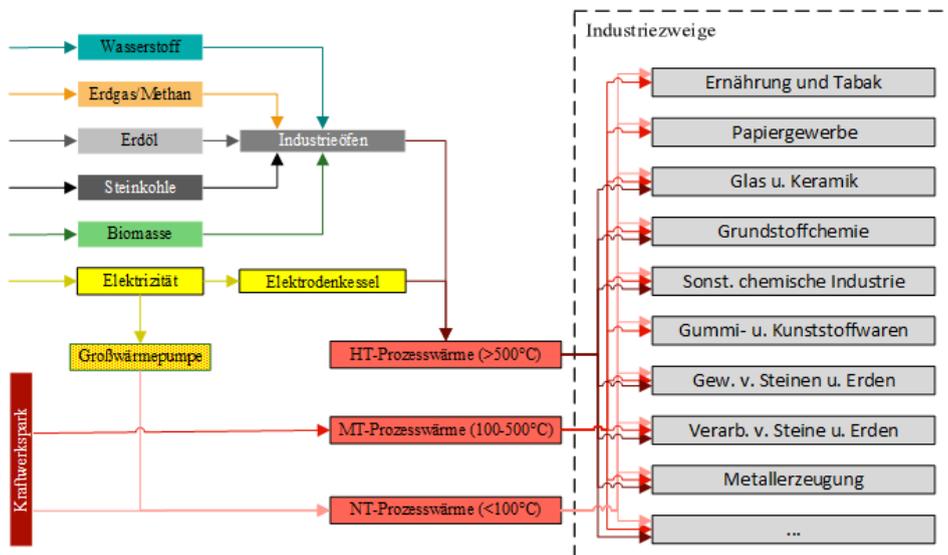


Abbildung 4.1 Aggregierte Abbildung der Industrie im Grundmodell angelehnt an Lopion [218]

Im Grundmodell wurden Industrieprozesse nicht detailliert abgebildet. Vielmehr sind die einzelnen Wirtschaftszweige der deutschen Industrie jeweils als ein Prozess mit aggregierter Prozesswärme- und Stromnachfrage modelliert worden. Dabei ist die Güter- oder Servicenachfrage des Wirtschaftszweiges anhand der Bruttowertschöpfung skaliert worden. Modelltechnisch gesehen hat ein aggregierter Wirtschaftszweig also aus einem spezifischen Prozesswärme- und Strombedarf (mit heutigen Verbrauchswerten ermittelt) eine bestimmte Bruttowertschöpfung generieren können. Die Energieträger zur Prozesswärme- und Strombereitstellung konnten im Energiesystem frei optimiert werden.

Die Fragestellungen der vorliegenden Arbeit, wie Analysen zur Kosteneffizienz von Recyclingmaßnahmen oder der Strategien zur Defossilisierung, können mit der Modellstruktur des Grundmodells nicht beantwortet werden, da diese zu aggregiert ist. Im Vergleich dazu werden in den folgenden Unterkapiteln die disaggregierten Modellstrukturen der Industrieprozesse dieser Arbeit detailliert beschrieben. Die Vorteile einer solchen Abbildung sind die Unterscheidung zwischen energetischen und nicht-energetischen Verwendungen von Energieträgern und die Möglichkeit Recyclingverfahren abzubilden. Außerdem können eventuell auftretende Doppelzählungen bei zu aggregierter Abbildung vermieden werden.

4.2.1 Roheisen und Stahl

Für die Herstellung von Roheisen und Stahl werden im Modell drei unterschiedliche Verfahren hinterlegt. Die konventionelle Hochofenroute zur Erzeugung von Rohstahl (vgl. Abbildung 4.2) und die Sekundärstahlroute über den Elektrolichtbogenofen zum Recycling von Stahlschrott stellen dabei die bereits heute gängigen Verfahren zur Rohstahlerzeugung dar. Die Stahlerzeugung auf der Basis von Direktreduktion ist ein weiteres Verfahren, das im Modell abgebildet ist. Die Implementierung in das Energiesystem ist in den folgenden Darstellungen abgebildet. Die abgebildeten Prozesse beziehen sich dabei nicht auf eine spezifische Anlage, sondern simulieren, wie in Kapitel 4.1 erklärt, einen virtuell aggregierten Prozesscluster.

Hochofenroute

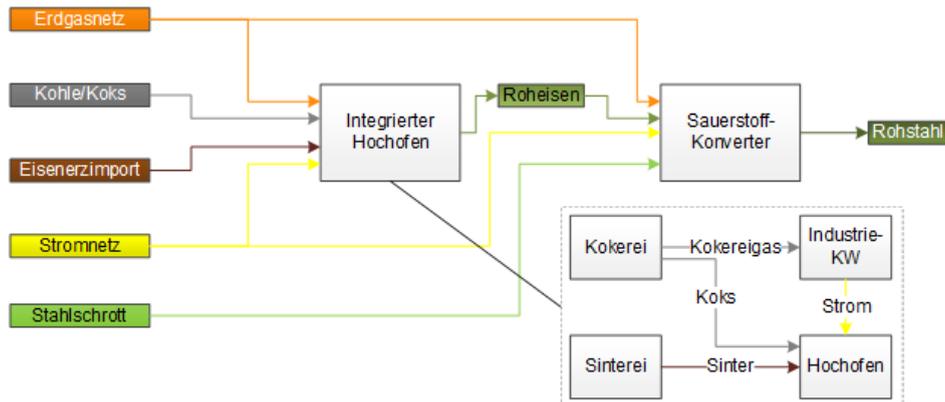


Abbildung 4.2 Modellierung der konventionellen Hochofenroute.

In Abbildung 4.2 ist schematisch ein integriertes Stahlwerk dargestellt. Dabei sind sowohl Sinteranlage und Kokerei als auch eine Gichtgasentspannungsturbine zur Eigenstromerzeugung in den Energie- und Massebilanzen berücksichtigt. Zur Kühlung der Charge im Sauerstoff-Konverter dient die Beigabe von Stahlschrott. Bei einem Prozessroutenwechsel stünde diese Menge Stahlschrott dem Recycling im Elektrolichtbogenofen zur Verfügung. Die entstehenden CO₂-Emissionen können zwar abgeschieden aber nicht gespeichert werden. Lediglich eine Weiterverwendung von CO₂ als Rohstoff-Input (CCU) ist möglich.

Elektrolichtbogenofen

Ein weiteres Stahlherstellungsverfahren, das zurzeit ausschließlich zum Recycling von Stahlschrott eingesetzt wird, ist der Elektrolichtbogenofen (vgl. Abbildung 4.3).

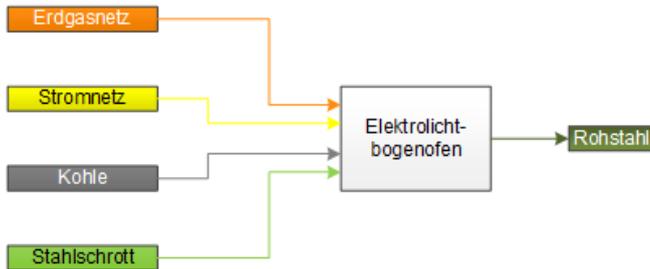


Abbildung 4.3 Modellierung des Elektrolichtbogenofens.

Im Elektrolichtbogenofen wird als Rohstoff Stahlschrott, der bereits reduziertes Eisenerz in Form von Rohstahl enthält, verwendet. Durch den Wegfall der energieintensiven Eisenerzreduktion sinkt der Energiebedarf der Sekundärstahlerzeugung im Vergleich zur Hochofenroute. Der Elektrolichtbogenofen ist somit eine wichtige Option zur Energieverbrauchs- und Treibhausgasminderung in der Stahlindustrie. Der Einsatz von Kohle ist hier lediglich darauf zurückzuführen, dass der Kohlenstoffgehalt des Rohstahls auf den, je nach Stahlqualität, gewünschten Wert (z.B. 2%) gebracht werden muss.

Direktreduktion mit Wasserstoff

Neben Stahlschrott kann auch der durch die Direktreduktion erzeugte Eisenschwamm im Elektrolichtbogenofen zu Rohstahl aufgeschmolzen werden. Die Direktreduktion mit Wasserstoff ist in Abbildung 4.4 dargestellt. Es ist anzumerken, dass die Art der Produktion, bzw. Herkunft des Wasserstoffs, modellendogen im Kontext des gesamten Energiesystems ermittelt wird.

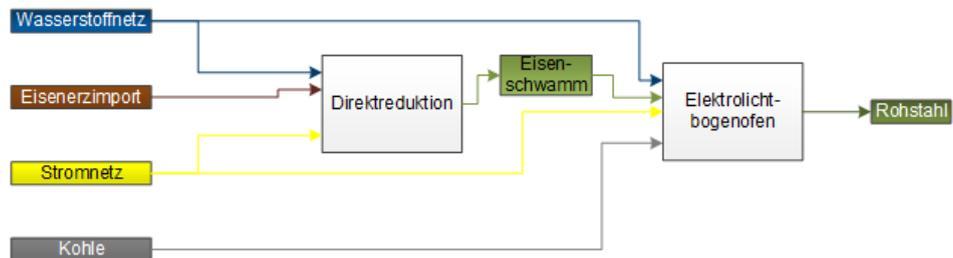


Abbildung 4.4 Modellierung der Wasserstoffdirektreduktion.

Für alle drei abgebildeten Stahlherstellungsverfahren gilt, dass sie durch die Verknüpfung mit den Energieträgernetzen nicht nur untereinander, sondern auch in systemischer Interaktion zu anderen Technologien des Energiesystems stehen.

4.2.2 Nichteisenmetalle

Die Nichteisenmetallindustrie wird im Modell repräsentativ durch die Verfahren zur Aluminium-, Kupfer- und Zinkherstellung abgebildet.

Aluminium

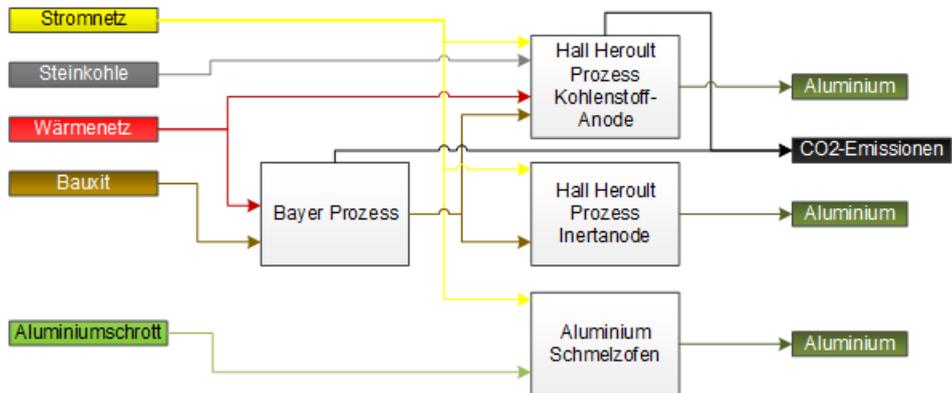


Abbildung 4.5 Modellierung der Aluminiumherstellung.

Aufgeteilt wird die Aluminiumherstellung in den zweigeteilten konventionellen Bayer-Prozess mit nachgelagertem Hall-Heroult-Prozess, sowie den Aluminiumschmelzofen für die Produktion von Sekundäraluminium. Als zukünftig verfügbare Verfahrensrouten ist außerdem der Hall-Heroult-Prozess mit einer Anode aus inertem Material (anstatt kohlenstoffbasiert) implementiert. Durch die Vermeidung des Anodenabbrands während des Hall-Heroult-Prozesses können die prozessbedingten CO_2 -Emissionen auf die des Bayer-Prozesses reduziert werden. Beim Recycling von Aluminiumschrott im Aluminiumschmelzofen fallen ausschließlich energiebedingte CO_2 -Emissionen des externen Strombezugs an.

Kupfer & Zink

Da die Kupfer- und Zinkherstellung eng miteinander verflochten sind, ist es sinnvoll die Implementierung gemeinsam vorzustellen.

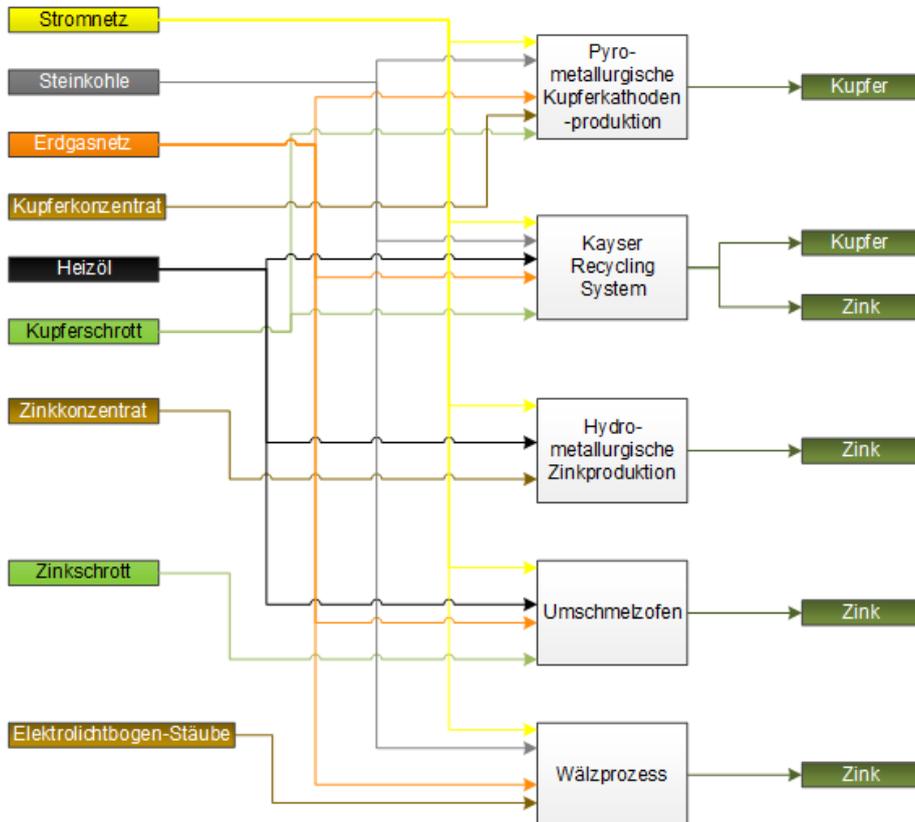


Abbildung 4.6 Modellierung der Kupfer- und Zinkherstellung.

Abgebildet sind im Modell die Primär- und Sekundärrohstoffverfahren zur Kupfer- und Zinkherstellung. Die pyrometallurgische Kupferkathodenproduktion und die hydrometallurgische Zinkproduktion sind die Verfahren zur Verarbeitung von primären Kupfer- und Zinkkonzentraten. Die Komplexität dieses Zweigs der Nichteisenmetallindustrie lässt sich in Abbildung 4.6 erkennen. Zum einen sind die Zink- und Kupferproduktion durch das Kaiser-Recyclingsystem miteinander verknüpft, und zum anderen ist die Zinkproduktion mit der Stahlherstellung durch den Elektrolichtbogenofen verbunden. Dort fallen beim Recycling von Stahlschrott zinkhaltigen Stäube an, die aufbereitet und wiederverwendet werden können. Eine weitere Problematik ist die Bilanzierung der CO₂-Emissionen. Dadurch, dass im Modell nur die Emissionen bilanziert werden, die innerhalb der deutschen Landesgrenze anfallen (Inlandskonzept), entstehen bei der Primärroute weniger CO₂-Emissionen in Deutschland, ohne Berücksichtigung der Emissionen der Vorketten (Erzabbau, Transport, etc.), als beim Kupfer- oder Zinkrecycling. Dennoch wird in Deutschland Kupfer- und Zinkrecycling betrieben, da die recycelnden Unternehmen Energiekosten einsparen und gleichzeitig, wegen der heterogenen Zusammensetzung der Kupfer- und Zinkschrotte, wertvolle

Begleitrohstoffe (bspw. Gold und Silber) zurückgewinnen und veräußern können. Diese Begleitrohstoffe werden in dieser Arbeit allerdings nicht berücksichtigt.

4.2.3 Zementklinker

Wie bereits in Kapitel 2.2.3 beschrieben, zeichnet sich die Herstellung von Zementklinker durch einen hohen thermischen Energiebedarf und hohe prozessbedingte CO₂-Emissionen während der Kalzinierung aus. In das Energiesystem ist die Zementklinkerproduktion vor allem durch die Nachfrage nach Energieträgern zur Befuerung des Drehrohrofens eingebunden.

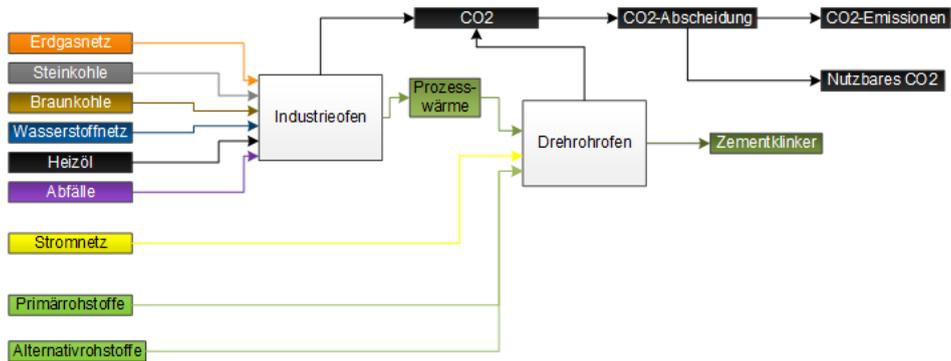


Abbildung 4.7 Modellierung der Zementklinkerproduktion.

Da es momentan noch kein kommerziell verfügbares Recycling für Zementklinker gibt, sind auch im Modell keine Verfahrenswechsel hinterlegt. Möglichkeiten zur CO₂-Vermeidung in der Zementindustrie ergeben sich durch den Wechsel des Einsatzes zur Prozesswärmeerzeugung von fossilen zu erneuerbaren Energieträgern (vgl. Abbildung 4.7). Unter anderem der Einsatz von Wasserstoff in Industrieeöfen als Substitut für fossile Energieträger hat bis 2050 ein großes Potenzial, die energiebedingten CO₂-Emissionen zu verringern. Die prozessbedingten CO₂-Emissionen können aufgrund mangelnder Alternativverfahren allerdings nicht vermieden werden. Dennoch ist es möglich die CO₂-Emissionen abzuscheiden und bspw. in der Chemieindustrie als Rohstoff-Input zu verwenden. Eine geologische Speicherung der abgeschiedenen CO₂-Emissionen ist jedoch nicht möglich.

4.2.4 Glas und Glasfaser

Bei der Herstellung von Glaswaren wird im Modell, in Anlehnung an die Aufteilung der Wirtschaftszweige des verarbeitenden Gewerbes in Deutschland, zwischen Hohlglas, Flachglas, Spezialglas und Glasfaser unterschieden. Aufgrund der Vielzahl an unterschiedlichen Schmelzwannenarten und sich stark unterscheidender Energie- und Massenbilanzen abhängig vom Scherbeneinsatz, muss die Glasherstellung im Modell komplexer abgebildet werden als bei den vorangegangenen Prozessen.

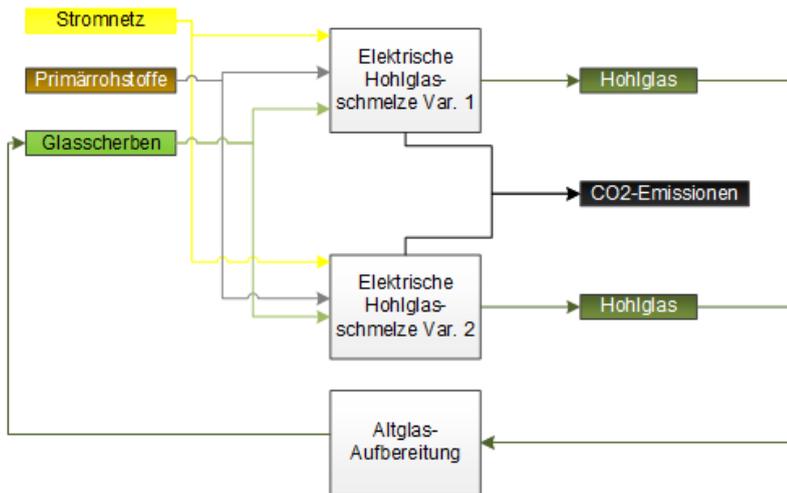


Abbildung 4.8 Modellierung der Glasherstellung am Beispiel der elektrischen Schmelzwanne zur Hohlglasherstellung.

Beispielhaft für die gesamte Glasherstellung wird in Abbildung 4.8 nur die Modellierung der elektrischen Schmelzwanne für die Hohlglasherstellung gezeigt. Neben der elektrischen Schmelzwanne sind zusätzlich auch Schmelzwannen, die mit Erdgas, Biogas oder Wasserstoff befeuert werden, im Modell hinterlegt. Ähnlich wie bei der Zementklinkerherstellung zeichnet sich auch die Glasherstellung durch Prozessemissionen aus, die nicht durch Verfahrenswechsel vermieden werden können. Bei der Aufschmelzung der Primärrohstoffe werden CO₂-Emissionen freigesetzt, die auch nur abgeschieden und weiterverwendet werden können. Durch die Aufbereitung von Altglas und den vermehrten Einsatz von Altglascherben als Sekundärrohstoff können jedoch auch prozessbedingte CO₂-Emissionen verringert werden. Problematisch beim Recycling sind Verunreinigungen und Verluste bei der Altglassammlung (Sammelquoten). Variationen dieser Parameter und ihre Auswirkungen werden in Kapitel 5.3.2 detailliert analysiert.

4.2.5 Zellstoff und Papier

Modelliert werden die Papiermaschinen für die Herstellung von Graphik-, Verpackungs-, Hygiene- und Spezialpapieren, sowie die Vorketten zur Faserstoffherstellung. Bei der Papierherstellung fallen keine prozessbedingten CO₂-Emissionen an. Die CO₂-Emissionen sind somit nur energiebedingt und resultieren aus der Verfeuerung von Energieträgern zur Prozesswärmebereitstellung.

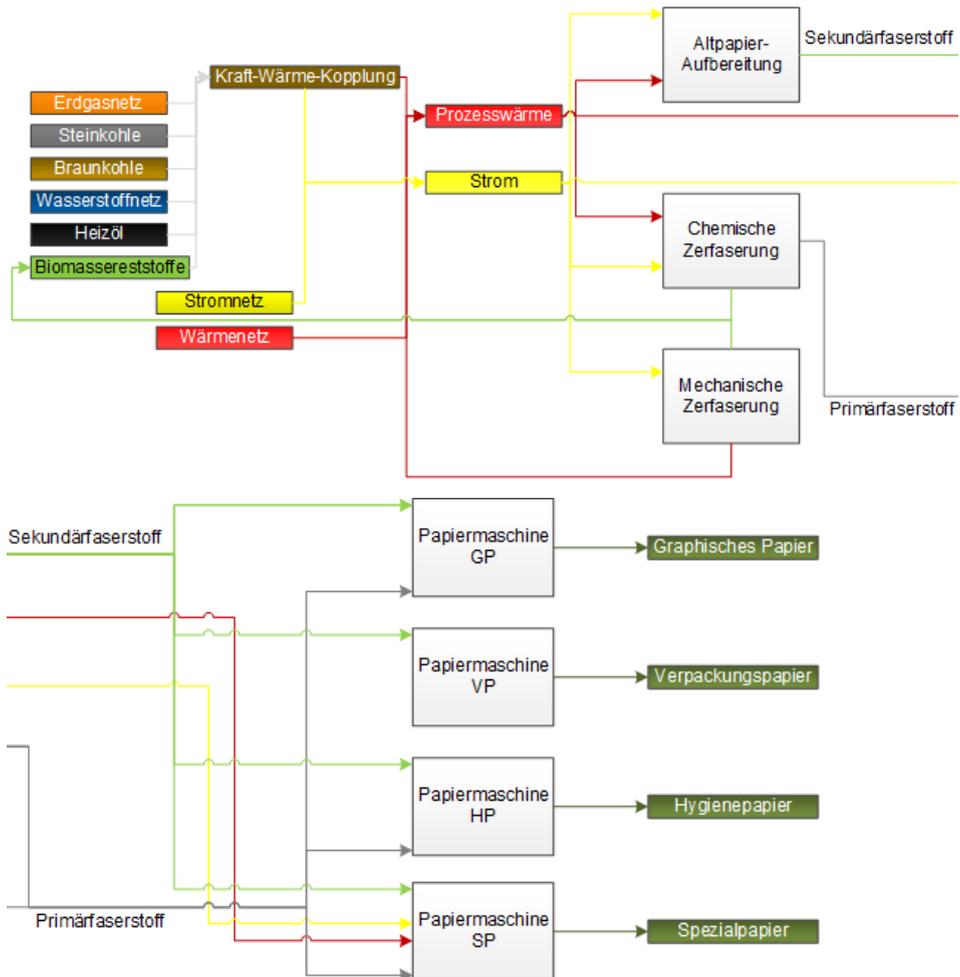


Abbildung 4.9 Modellierung der Papierherstellung.

Da bereits heute hohe Recyclingquoten, die zum Teil an das technische Maximum reichen, bei der Herstellung von Papier erreicht werden (bis zu 100% bei Verpackungspapier), muss vermehrt auf die Substitution von fossilen Energieträgern gesetzt werden, um eine zusätzliche Reduzierung der CO₂-Emissionen zu bewirken. Wasserstoff, sowie der Einsatz von Strom oder eine Steigerung des Biomasseeinsatzes zur Prozesswärmebereitstellung können zukünftige Treibhausgasminderungsoptionen in der Papierindustrie sein (vgl. Abbildung 4.9).

4.2.6 Grundstoffchemie und Raffinerien

Die Analyse der Grundstoffchemie und Raffinerien erfolgt im Modell durch die Abbildung der Verfahren zur Chlor-, Methanol-, Ammoniak- und Harnstoffsynthese, sowie der Erzeugung der hoch-veredelten Chemikalien.

Chlor

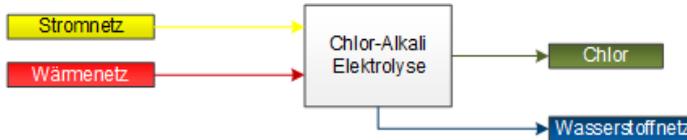


Abbildung 4.10 Modellierung der Chlor-Alkali-Elektrolyse.

Zur Herstellung von Chlor wird in Deutschland vorwiegend die Chlor-Alkali-Elektrolyse eingesetzt [24]. Als Nebenprodukt fällt dabei Wasserstoff an, der bspw. in den Syntheseverfahren für die Methanol- oder Ammoniakherstellung eingesetzt wird (vgl. Abbildung 4.10). Derzeit gibt es keine weiteren Verfahren zur Chlorherstellung, die grundlegend verschieden wären. Da bei der Synthese keine prozessbedingten CO₂-Emissionen anfallen, ist zukünftig vor allem der Wechsel zu erneuerbaren Brennstoffen und eine CO₂-freie Stromversorgung wichtig.

Methanol

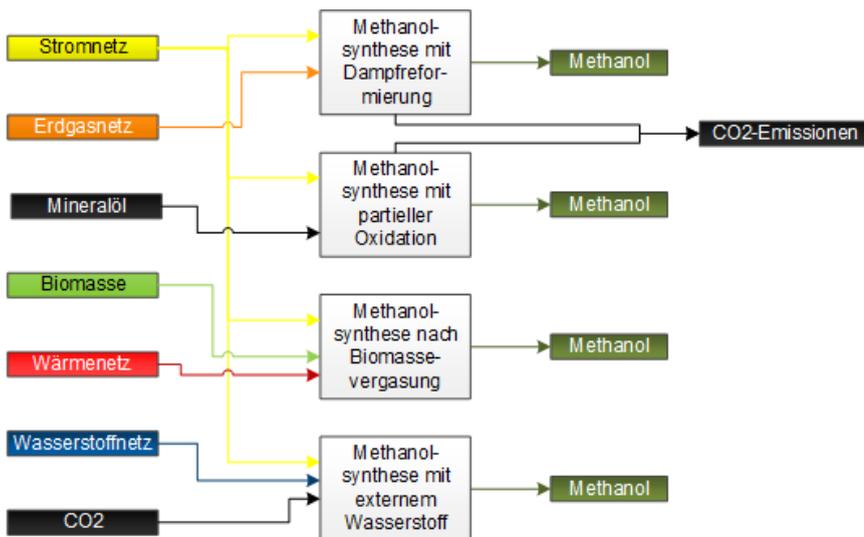


Abbildung 4.11 Modellierung der Methanolsynthese.

Zur Methanolsynthese wird Wasserstoff benötigt, der derzeit durch Dampfreformierung aus Erdgas oder partieller Oxidation von Mineralöl bereitgestellt wird. Ein zukünftiger Einsatz von CO₂-freiem Wasserstoff hat zwei wesentliche Vorteile. Zum einen werden die prozessbedingten CO₂-Emissionen der Dampfreformierung vermieden (vgl. Abbildung 4.11). Zum anderen kann prozessbedingtes CO₂, das zuvor in anderen Prozessen (z.B. Zement, Biomethanaufbereitung) abgeschieden wurde, als Rohstoff eingesetzt werden.

Ammoniak

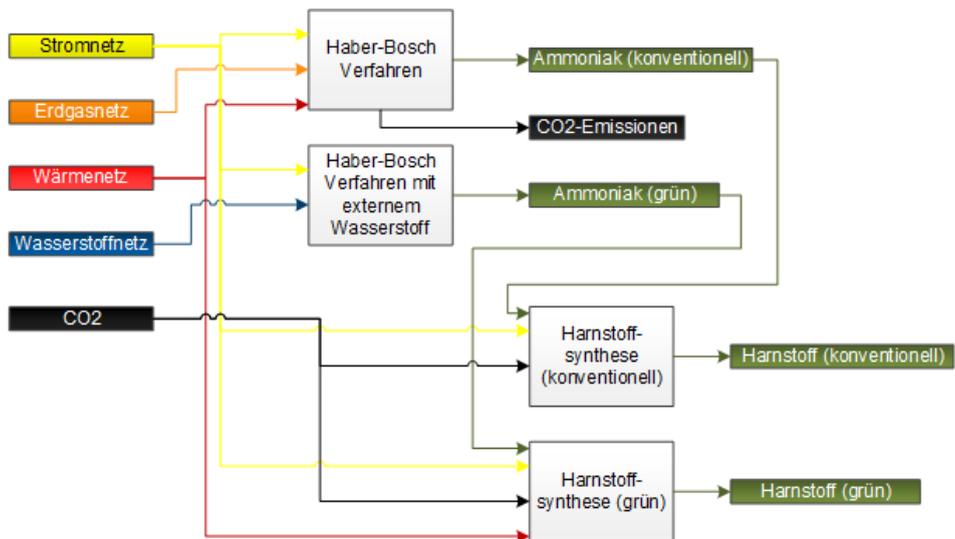


Abbildung 4.12 Modellierung der Ammoniaksynthese.

Für die Ammoniaksynthese wird im Modell das Haber-Bosch-Verfahren abgebildet, bei dem derzeit Erdgas in der Dampfreformierung zu Wasserstoff umgewandelt wird und anschließend zu Ammoniak reagiert. Da die Harnstoffsynthese meist nachgelagert an die Haber-Bosch-Synthese gegliedert ist, wird im konventionellen Fall keine zusätzliche Prozesswärme benötigt, da die Abwärme der Dampfreformierung genutzt werden kann. Bei einer Prozessumstellung für die Nutzung von extern bereitgestelltem CO₂-freiem Wasserstoff wird, ähnlich zu der Methanolsynthese, nicht nur CO₂ als Rohstoff, sondern auch Prozesswärme für die nachgelagerte Harnstoffsynthese benötigt (vgl. Abbildung 4.12).

Hoch-veredelte Chemikalien

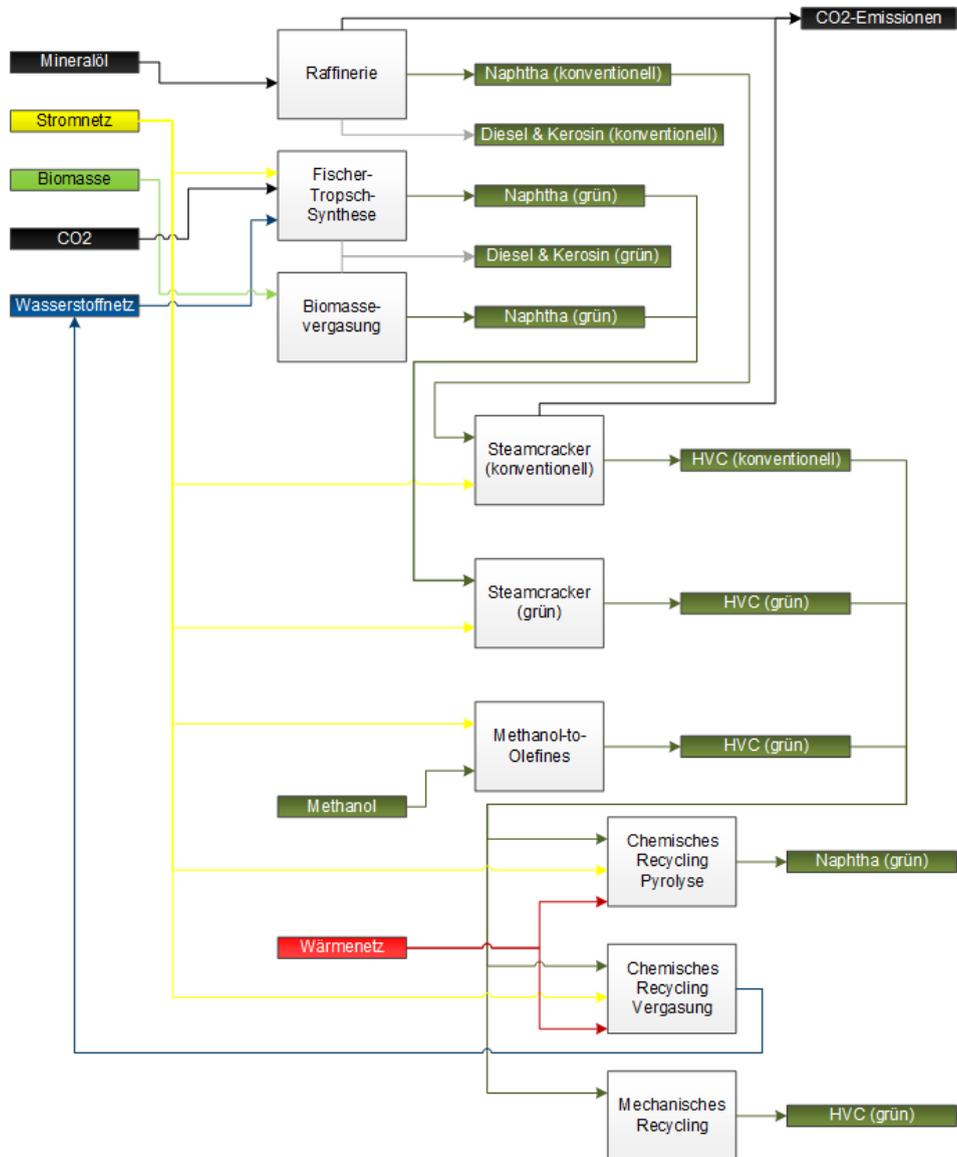


Abbildung 4.13 Modellierung der Herstellung von hoch-veredelten Chemikalien.

Die Herstellung von hoch-veredelten Petrochemikalien (HVC) stellt in Hinblick zum nicht-energetischen Verbrauch die wichtigste Prozesskette dar. Am Anfang dieser Kette steht die Herstellung von Rohbenzin (Naphtha). Zusammen mit Diesel und Kerosin wird Rohbenzin in Raffinerien aus Mineralöl hergestellt und anschließend zu Kraftstoffen veredelt. Rohbenzin wird allerdings auch in der Petrochemie als wichtigster nicht-energetischer Rohstoff zur Herstellung von HVCs eingesetzt. Mit der Biomassevergasung und Fischer-Tropsch-Synthese werden neben den klassischen Raffinerieprozessen zwei Verfahren modelliert, die

zukünftig für die Herstellung von grünem Rohbenzin zur Verfügung stehen [225, 226] (vgl. Abbildung 4.13). Durch den Einsatz von Biomasse, bzw. Wasserstoff, können CO₂-Emissionen bei der Herstellung von Rohbenzin vermieden werden. Im weiteren Verlauf wird Rohbenzin in Steamcrackern in hoch-veredelte Chemikalien aufgespalten. Konventionell wird dabei die benötigte Prozesswärme durch Verfeuerung des Rohbenzins bereitgestellt, wodurch CO₂-Emissionen entstehen. Es ist zukünftig allerdings auch möglich, durch elektrische Heizer die benötigte Prozesswärme bereitzustellen. Als zweites Verfahren zur Herstellung von HVCs ist das Methanol-to-Olefins Verfahren implementiert [100, 227]. Dabei wird Methanol anstelle von Rohbenzin als Rohstoff für die Herstellung von HVC verwendet. Angeschlossen an die Herstellung von HVC sind Recyclingverfahren zur Behandlung der Abfallströme, die sich aus HVC zusammensetzen. Insbesondere bei Plastik wird dabei bereits heute über mechanisches Recycling direkt wieder neues HVC gewonnen. Dies ist allerdings nicht bei allen Plastikarten möglich, und zusätzlich müssen die Abfallströme sortenrein aufbereitet sein. Für das chemische Recycling von Plastik sind die Prozesse Pyrolyse und Vergasung abgebildet, mit denen Rohbenzin und Wasserstoff (Synthesegas) zurückgewonnen werden kann.

Im Vergleich zum Grundmodell wird das NESTOR-Modell um eine Vielzahl von insbesondere energieintensiven Prozessen erweitert, sowie um Prozesse, mit denen der nicht-energetische Verbrauch abgebildet werden kann. Gleichzeitig ist damit auch der Weg bereitet, Recyclingstrategien im Kontext von Treibhausgasminderung bewerten zu können. Bezogen auf den heutigen industriellen Energieverbrauch wird damit ein Anteil von 66% in Form detaillierter Prozesse abgebildet. Der verbleibende Rest des Endenergieverbrauchs wird weiterhin aggregiert abgebildet. Die Modellierung dieser Prozesse wird im folgenden Abschnitt erläutert.

4.2.7 Sonstige Industrieprozesse

Branchen und Verfahren, die durch die zuvor beschriebenen Industrieprozesse nicht abgedeckt sind, werden auf einem höheren Aggregationslevel abgebildet. Dabei wird sich der Methodik aus Lopion et al. [218] bedient. Dazu wird der aktuelle Prozesswärmebedarf dieser Branchen, aufgeteilt auf drei Temperaturniveaus, sowie der Strombedarf benötigt (vgl. Tabelle 4.2).

Tabelle 4.2 Prozesswärme- und Strombedarf im Jahr 2019 für aggregiert abgebildete Industrieprozesse in TWh (angelehnt an [27, 218, 228, 229])

Branche	Prozesswärme in TWh			Strom in TWh
	< 100°C	100-500°C	> 500°C	
Gew. v. Steinen u. Erden	0,03	0,05	2,34	1,72
Ernährung u. Tabak	18,11	22,25	0,00	19,08
Sonst. chemische Industrie	2,53	3,93	10,48	6,78
Gummi- u. Kunststoffwaren	1,74	6,59	0,00	13,81
Metallbearbeitung	4,11	3,25	6,00	14,64
Maschinenbau	2,92	2,18	4,12	10,89
Fahrzeugbau	5,11	3,88	7,15	16,06
Sonst. verarb. Gewerbe	18,18	6,07	7,27	21,14

Als Industrienachfrage werden keine bestimmten Industriegüter gesetzt, sondern die erzielte Bruttowertschöpfung der einzelnen Branche. Im Modell wird dementsprechend ein

spezifischer Prozesswärme- und Strombedarf pro erzeugter Bruttowertschöpfung hinterlegt. Die zukünftige Energienachfrage dieser Branchen wird anhand von Prognosen der Bruttowertschöpfung bis zum Jahr 2050 skaliert (vgl. Tabelle 4.3). Die Entwicklung der Bruttowertschöpfung und damit die zukünftige Energienachfrage der Branchen wird der Studie Klimapfade für Deutschland ([13]) entnommen.

Tabelle 4.3 Entwicklung der Bruttowertschöpfung aggregiert abgebildeter Industrieprozesse in Mrd. Euro (angelehnt an [13])

Branche	Bruttowertschöpfung in Mrd. Euro				%a
	2018	2030	2040	2050	
Gew. v. Steinen u. Erden	4	4	5	5	0,8
Ernährung u. Tabak	47	49	50	52	0,3
Sonst. chemische Industrie	25	31	36	43	1,7
Gummi- u. Kunststoffwaren	49	55	61	67	1,0
Metallbearbeitung	58	65	71	77	0,9
Maschinenbau	106	125	144	165	1,4
Fahrzeugbau	153	181	208	239	1,4
Sonst. verarb. Gewerbe	135	150	164	180	0,9

Die Prozesswärme und der benötigte Strom können im Modell durch verschiedene Technologien und Energieträger des Gesamtenergiesystems bereitgestellt werden. Eine genaue Auflistung findet sich in Lopion et al. [218].

Anders als für die detailliert abgebildeten Industrieprozesse können für die aggregierten Branchen keine Aussagen zu zukünftigen Verfahrenswechseln oder prozessspezifischen Energieeffizienzgewinnen aufgrund von ökonomischen Entscheidungen gemacht werden.

4.3 Recycling

Mit der modelltechnischen Implementierung detaillierter Prozessabbildungen, wie zuvor beschrieben, ist eine grundlegende Voraussetzung für die Analyse von Recycling erfüllt. Ein weiterer wichtiger Baustein ist die Abschätzung von zukünftig verfügbaren Sekundärrohstoffmengen, um das mögliche Recyclingpotenzial bewerten zu können. Im Nachfolgenden wird ein Verfahren vorgestellt, das ermöglicht Sekundärrohstoffmengen abzuschätzen, die wiederum als Eingangsparameter im NESTOR-Modell gesetzt werden.

4.3.1 Abschätzung zukünftig verfügbarer Stoffströme

Für eine detaillierte Betrachtung der Treibhausgasminierungspotentiale durch Recycling ist es nicht nur erforderlich, aktuelle und zukünftige Recyclingprozesse sowie deren techno-ökonomische Parameter zu betrachten, sondern auch die Stoffströme, die zukünftig Rohstoffe für die Wiederverwertung bereitstellen, quantifizieren zu können. Für diese Abschätzung wird sich in dieser Arbeit der Methoden aus der Stoffstromanalyse, wie sie bereits in Kapitel 3.1.1 beschrieben sind, bedient.

Um eine Aussage darüber zu treffen, welcher Anteil der heutzutage anfallenden Schrottmengen dem Energiesystem zu Verfügung stehen wird, werden Stoffstrommodelle eingesetzt. Diese Modelle basieren, wie bereits in Kapitel 3.1 beschrieben, meist auf einfachen Bilanzrechnungen. Dabei geht es stets darum, ein Materialaufkommen während seiner gesamten Lebenszeit zu observieren und bewerten zu können. Für die Analyse zukünftiger

Schrottströme ist vor allem wichtig zu wissen, welcher Anteil für welche Dauer im anthropogenen Bestand verweilt, bis er wieder in das Gesamtsystem zurückfließt und für eine Wiederverwertung zu Verfügung steht. Dafür bedienen sich Stoffstrommodelle Häufigkeitsverteilungen. Grundidee hierbei ist, dass sich die Verweildauer abhängig davon, um welches Material es sich handelt und in welchem anthropogenen Bereich es eingesetzt wird, in diesem Bereich verändert. Um auch mit dem Energiesystemmodell zukünftige Stoffströme quantifizieren zu können, ist es notwendig, diese Häufigkeitsverteilungen zu berücksichtigen. Im Nachfolgenden wird dieses Vorgehen näher beschrieben.

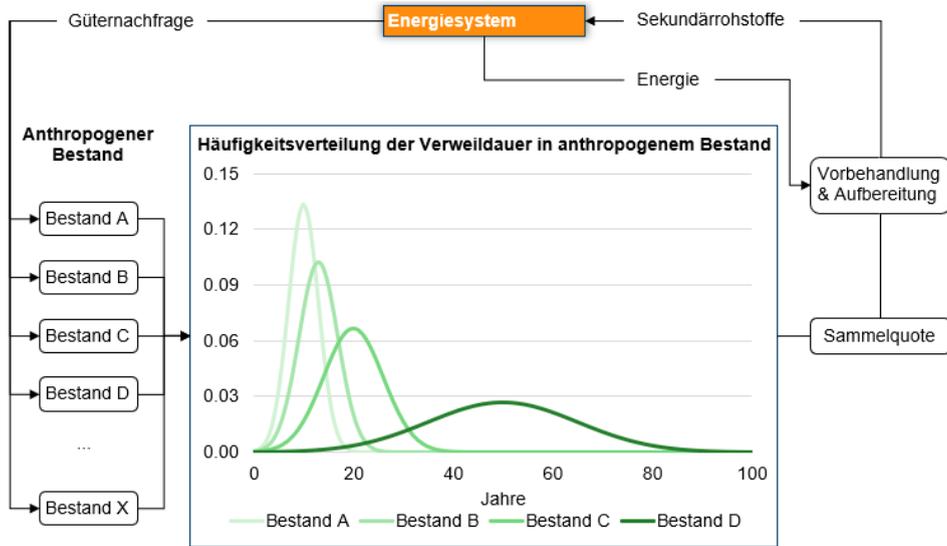


Abbildung 4.14 Schematische Darstellung des anthropogenen Bestands im Kontext des Energiesystems.

Wie in Abbildung 4.14 ersichtlich, wird zunächst die jeweilige Güternachfrage des Energiesystems auf verschiedene anthropogene Bestände aufgeteilt. Innerhalb dieser Bestände verweilt die Materialmenge, gebunden in Produkten, eine für diesen Bestand spezifische Zeit. So umfasst Bestand A bspw. Konsumgüter, die bereits nach einer relativ kurzen Lebensdauer aus dem Bestand in die Abfallverwertung gehen. Materialien in Bestand D haben hingegen eine deutlich größere Verweildauer und werden im Durchschnitt erst nach 50 Jahren wieder der Abfallverwertung zugeführt (dazu zählen bspw. das Baugewerbe oder Infrastrukturen, etc.). Die jedes Jahr dem Energiesystem verfügbaren Abfallmengen eines Materials können auf diese Weise abgeschätzt werden (vgl. Gl. 4.1). Die Sekundärrohstoffmenge $b_{x,k,t}$, die im Jahr x anfallen wird, aus der Menge $D_{t,k}$, die im Jahr t in den anthropogenen Bestand k eingegangen ist, kann unter Annahme der durchschnittlichen Verweildauer μ und der Standardabweichung σ beschrieben werden.

$$b_{x,k,t} = \left(\frac{1}{\sigma_k \sqrt{2\pi}} e^{\frac{1}{2} \left(\frac{(x-t) - \mu_k}{\sigma_k} \right)^2} \right) * D_{t,k} \tag{Gl. 4.1}$$

Wenn beispielsweise 10 Mt eines Industriegutes im Jahr 2020 in das Baugewerbe geflossen sind, so fallen ausgehend von einer Normalverteilung mit einer angenommenen mittleren Verweildauer von 50 Jahren und einer Standardabweichung von 15 Jahren 7,6 kt

Schrott im Jahr 2030 und 109,3 kt Schrott im Jahr 2050 an. Für alle Jahre, die auf den Zeitpunkt folgen, in dem eine bestimmte Menge dieses Industriegutes produziert und in die einzelnen anthropogenen Lager eingeht, können somit Schrottströme quantifiziert werden. So ergibt sich in einem Optimierungsjahr aus der kumulierten Summe der Eingänge eines Materials in die jeweiligen anthropogenen Lager in allen vorangegangenen Jahren die theoretisch zur Verfügung stehende Sekundärrohstoffmenge (vgl. Gl. 4.3).

$$B_{x,k} = \sum_{i=t}^{x-1} \left(\left(\frac{1}{\sigma_k \sqrt{2\pi}} e^{\frac{1}{2} \left(\frac{(x-i) - \mu_k}{\sigma_k} \right)^2} \right) * D_{i,k} \right) \quad \text{Gl. 4.2}$$

Für die Jahre innerhalb der Transformationspfadanalyse (2020-2050) ergeben sich die Mengen endogen aus dem Modell. Allerdings müssen diese Mengen jeweils um die Menge Schrott ergänzt werden, die durch die Produktion eines Gutes vor der Optimierung entstanden ist und erst während der Jahre der Transformationspfadanalyse seine maximale Verweildauer im anthropogenen Stock erreicht hat. Da es sich bei diesen Abschätzungen stets um die theoretisch maximale Schrottmenge handelt, werden zusätzlich für jeden Stoff, abhängig von dem anthropogenen Bestand, in dem er residiert hat, Werte für die Ausbeute- und Sammelquote angenommen.

Stahl

Die Abschätzung zukünftiger Stahlschrottmengen wird an die Berechnungen aus dem Stoffstrommodell aus Pauliuk et al. [230] angelehnt. Dieses Modell basiert auf Annahmen zur sektoralen Aufteilung der Stahlnachfrage und den in diesen Beständen hinterlegten Verweilzeiten, die in Tabelle 4.4 zu finden sind. Pauliuk et al. schätzen dabei auch die historische Stahlproduktion in Deutschland ab und können so Aussagen zum Stahlaufkommen in den vier unterteilten Sektoren treffen. Dabei werden auch die historischen Im- und Exporte von Gütern, die Stahl enthalten, und Stahlschrott berücksichtigt. Als Vereinfachung werden die historischen Im- und Exportraten bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben.

Tabelle 4.4 Annahmen zu Stahlströmen in Deutschland nach Pauliuk et al. [230]

	Transport	Maschinenbau	Baugewerbe	Sonst. Produkte
Sektorale Aufteilung	0,3	0,1	0,47	0,13
Mittlere Verweildauer in Jahren	13	20	50	10
Anteil obsoleter Bestand	0	0	0,1	0
Rückgewinnungsrate	0,82	0,87	0,82	0,58

Zusätzlich zur sektoralen Aufteilung der deutschen Stahlnachfrage und der mittleren Verweildauer in diesen Sektoren, geben Pauliuk et al. auch einen obsoleten Bestand und die Rückgewinnungsrate an. Die Stahlmenge, die in einem bestimmten Sektor verweilt und nicht zurückgewonnen werden kann, wird als obsolet bezeichnet. Angenommen wird, dass ca. 10% der Stahlmenge, die in das Baugewerbe fließt, nicht mehr für eine potenzielle

Rückgewinnung zu Verfügung steht. Dadurch werden die Stahlmengen berücksichtigt, die in Grundmauern oder unterirdischen Infrastrukturen verbaut werden und in der Regel dort verbleiben [231]. Des Weiteren wird eine Rückgewinnungsrate für die Sektoren angenommen, die besagt, welcher Anteil aus dem Stahlschrottfloss der jeweiligen Sektoren wiedergewonnen werden kann und welcher Anteil zusammen mit anderem Schrott verloren geht. Bis zum Jahr 2050 ergibt sich damit eine theoretisch maximal verfügbare Stahlschrottmenge.

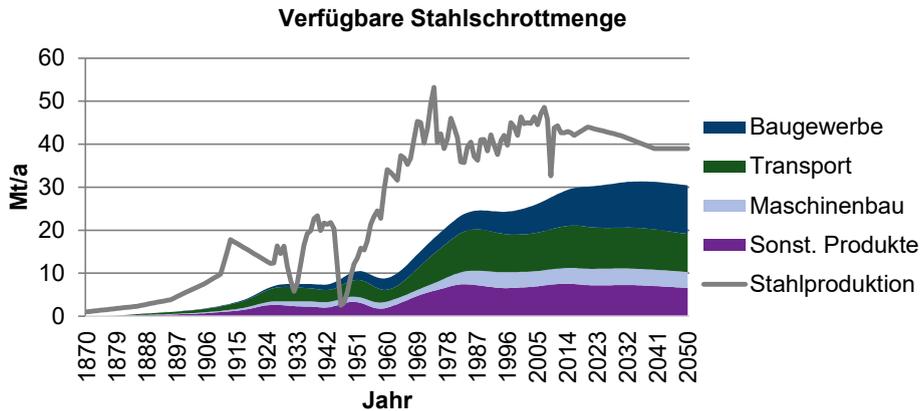


Abbildung 4.15 Verfügbare Stahlschrottmenge in Mt/a bis zum Jahr 2050, angelehnt an Pauliuk et al. [230]

In Abbildung 4.15 ist die historische Stahlproduktion seit 1870 abgebildet und die jährlich anfallende Stahlschrottmenge aus den vier ausgewählten Sektoren Baugewerbe, Transport, Maschinenbau und sonstige Produkte. Bis zum Jahr 2050 könnten allein durch das Schrottaufkommen in Deutschland ca. 30 Mt Stahlschrott gewonnen werden. Hierbei ist anzumerken, dass durch diese Abschätzung keine Aussage über die Wirtschaftlichkeit der zukünftigen Rückgewinnung von Stahlschrott getroffen werden kann.

Nichteisenmetalle

Eine ähnliche Materialflussanalyse ist von Manfredi et al. [232] im Auftrag der Europäischen Kommission für Aluminium und Kupfer durchgeführt worden. Dabei wurden die Materialströme und -bestände für diese Nichteisenmetalle innerhalb der EU mit dem Global Aluminum Flow Model [233] bis zum Jahr 2040 abgeschätzt. Die Annahmen, die dem Modell zugrunde liegen, finden sich in Tabelle 4.5.

Tabelle 4.5 Annahmen zu Aluminiumströmen in Europa nach Manfredi et al. [232]

	Transport	Maschinenbau	Baugewerbe	Sonst. Produkte
Sektorale Aufteilung	0,29	0,09	0,26	0,36
Mittlere Verweildauer in Jahren	20	40	50	12
Rückgewinnungsrate	0,94	0,64	0,86	0,66

Hierbei ist anzumerken, dass Manfredi et al. davon ausgehen, dass ca. 12% des produzierten Aluminiums in Europa als Verpackungsmaterial genutzt wird. Aufgrund der Kurzlebigkeit von Verpackungen wird vereinfacht davon ausgegangen, dass diese Menge bereits innerhalb eines Jahres wieder als Aluminiumschrott in Europa anfallen wird. Aufgrund der bereits in Kapitel 3.1.3 angesprochenen Problematik, dass Stoffstrommodelle selten Daten bis zum Jahr 2050 und exklusiv für Deutschland bereitstellen, muss auch für die Abschätzung von Manfredi et al. eine zusätzliche Anpassung gemacht werden. Die Ergebnisse der Materialflussanalyse von Manfredi et al. werden unter Berücksichtigung der historischen Aluminiumproduktion in Deutschland anteilig herunterskaliert und unter der Annahme einer konstanten Produktion bis zum Jahr 2050 extrapoliert. Die historische Aluminiumproduktion für Deutschland findet sich in den Daten der statistischen Jahrbücher des Bureau of Mines der vereinigten Staaten von Amerika [234–241]. In Abbildung 4.16 ist beispielhaft die jährlich verfügbare Aluminiumschrottmenge für Deutschland bis zum Jahr 2050, angelehnt an die Berechnungen von Manfredi et al., aufgeführt.

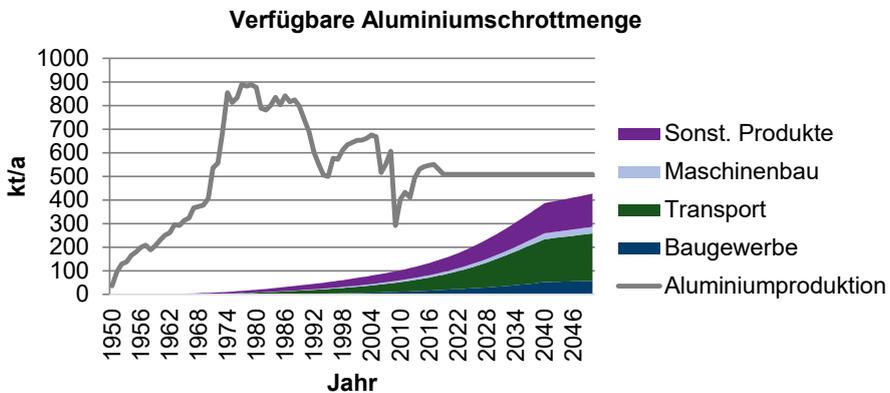


Abbildung 4.16 Verfügbare Aluminiumschrottmenge in kt/a bis zum Jahr 2050, angelehnt an Manfredi et al. [232]

Diese Abschätzungen stellen nur eine theoretisch maximal verfügbare Stahlschrottmenge dar, die keine Rückschlüsse auf eine wirtschaftliche Nutzung zulassen.

Kunststoffe

Für die Abschätzungen zukünftiger Kunststoffschrottmengen in Deutschland wird sich in dieser Arbeit einer Studie der Conversio Market & Strategy GmbH bedient, da dem Autor

keine anderen ganzheitlichen Materialflussanalysen für zukünftige Kunststoffströme in Deutschland bekannt sind. Diese Studie zeichnet ein Stoffstrombild der Kunststoffströme in Deutschland für das Jahr 2019 [242]. Daran angelehnt ergeben sich für das Jahr 2019 Kunststoffabfallmengen über fünf ausgewählte Sektoren, die in Tabelle 4.6 zu finden sind.

Tabelle 4.6 Kunststoffverbrauch und Abfallaufkommen ausgewählter Sektoren in kt im Jahr 2019, angelehnt an Conversio [242]

2019	Verpackung	Baugewerbe	Transport	Elektronik	Sonst. Produkte
Kunststoffverbrauch in kt	4369	3583	1509	881	3893
Abfallaufkommen in kt	3081	495	232	307	1119

Zusammen mit den Annahmen zur Entwicklung der zukünftigen Kunststoffproduktion aus Gerbert et al. [13] (+1,3%/a) ergeben sich damit jährliche Abfallaufkommen bis zum Jahr 2050, die als Eingangsdaten für das Energiesystemmodell dienen. Die Entwicklung der verfügbaren Abfallmengen ist in Abbildung 4.17 dargestellt.

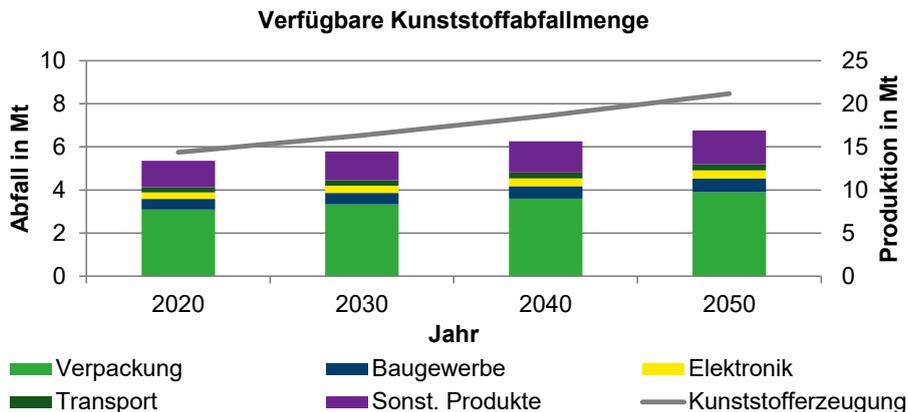


Abbildung 4.17 Verfügbare Kunststoffabfallmengen in Mt bis zum Jahr 2050, angelehnt an Conversio [242], Geres et al. [24] und Gerbert et al. [13]

Geres et al. nehmen für die Entwicklung der Abfallmengen eine jährliche Steigerung von ca. 0,9%/a an. Die resultierenden Abfallmengen stehen potenziell für Recyclingverfahren oder die energetische Verwertung bis zum Jahr 2050 zur Verfügung. Welcher Anteil in den jeweiligen Verfahren eingesetzt wird, ist Teil der Kostenoptimierung des Energiesystemmodells.

Glas

Für die Abschätzung zukünftiger Altglasströme in Deutschland orientiert sich diese Arbeit an den historischen Werten des Statistischen Bundesamtes [243]. Dabei werden diese Werte unter Berücksichtigung einer jährlichen Steigerung um 0,5%/a (laut BDI-Studie [13]) bis zum Jahr 2050 extrapoliert. Der Anteil der Menge Altglas, die tatsächlich zurückgewonnen werden konnte, lag zwischen 82% (2008) und 89% (2014). Für die Transformation bis

zum Jahr 2050 wird deswegen eine mittlere Rückgewinnungsquote von 85% angenommen. Die für das Energiesystemmodell bis zum Jahr 2050 hinterlegte Altglasmenge ist zusammen mit der angenommenen Glasproduktion in Abbildung 4.18 dargestellt.

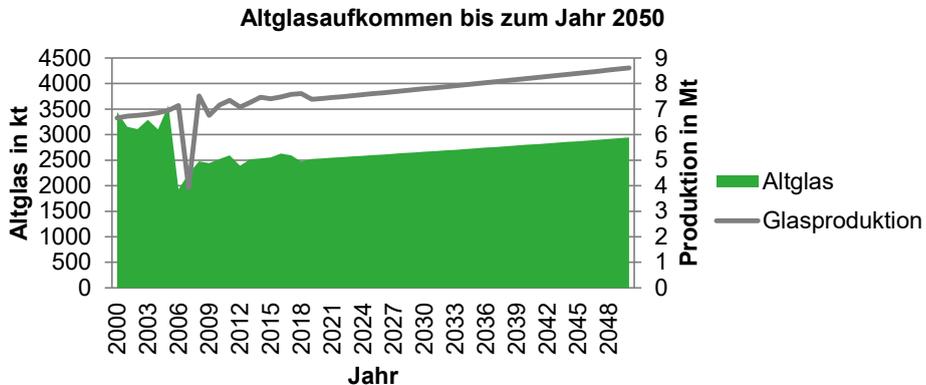


Abbildung 4.18 Altglasaufkommen in kt bis zum Jahr 2050 nach eigenen Berechnungen in Anlehnung an Statistisches Bundesamt [243]

Im Jahr 2050 wird angenommen, dass ca. 3000 kt Altglas für ein Recycling zur Verfügung stehen. Dabei wird keine detaillierte Unterscheidung von Glasqualitäten vorgenommen. Diese Altglasmengen definieren somit theoretisch maximale Recyclingpotentiale im Energiesystemmodell.

Sonstige Industriegüter

Für Papierprodukte wird aufgrund ihrer kurzen Verweildauer im anthropogenen Bestand angenommen, dass die Altpapiermenge direkt wieder für Recyclingverfahren im Energiesystemmodell zur Verfügung steht. Daraus ergibt sich eine direkte Korrelation des verfügbaren Altpapiers zur jährlichen Papierproduktion. Die Rückgewinnungsquote für Altpapier lag in den letzten fünf Jahren im Durchschnitt bei 75% [82]. Dieser Wert wird daher auch für die Transformation bis zum Jahr 2050 angenommen. Im Jahr 2050 ergibt sich, unter Berücksichtigung einer jährlichen Produktionssteigerung von 0,4%/a (laut BDI-Studie [13]), eine produzierte Menge Papier von 25,6 Mt, von der ca. 19,2 Mt Altpapier eingesetzt werden können.

Für Zement ist aufgrund fehlender Recyclingverfahren eine Abschätzung der zukünftig verfügbaren Menge Altzement nicht erforderlich.

4.3.2 Endogene Recyclingquoten als Teil der Modelloptimierung

Anders als in den meisten der aktuellen Energiesystemmodelle (vgl. Kapitel 3.1.2) werden die Recyclingquoten für ein bestimmtes Material nicht exogen vorgegeben, sondern sind selbst Teil der Modelllösung und daher der Kostenoptimalität unterworfen. Es werden Kosten, sowie Stoff- und Energienachfragen für die ganze Recyclingkette und für die Wiederverwertung eines Materials hinterlegt. So konkurrieren die Prozesse für die Primärherstellung eines Materials mit den Prozessen der Wiederverwendung von Schrott im kostenoptimalen System. Abbildung 4.19 veranschaulicht diesen Prozess.

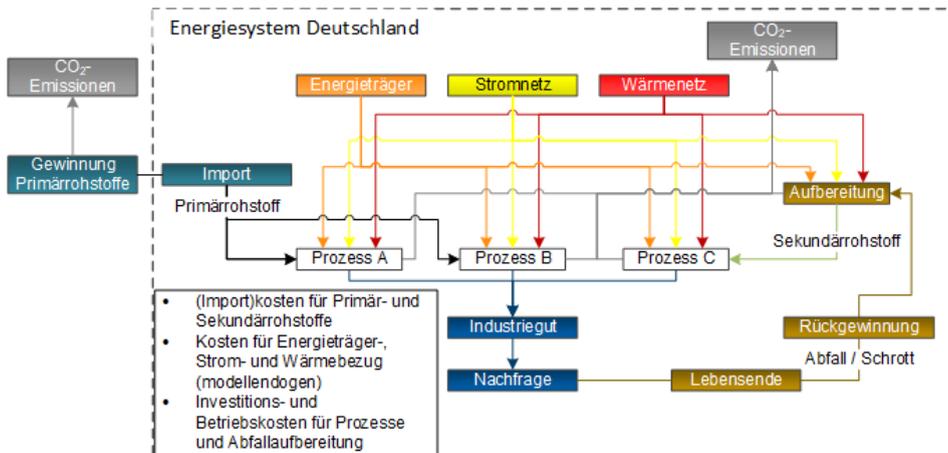


Abbildung 4.19 Schematische Darstellung der Rohstoffpfade im Energiesystemmodell

Dem Energiesystemmodell werden Güternachfragen exogen vorgegeben, die durch den abgebildeten Industriesektor gedeckt werden müssen. Dabei wird nicht vorgegeben, durch welche Prozesse die Industriegüter hergestellt werden sollen. Bis zum Jahr 2050 gibt es dementsprechend keine exogen festgesetzten Anteile für die Prozesse, die ein bestimmtes Industriegut herstellen können. Als Modellergebnis kann die Industriegüternachfrage sowohl vollständig durch einen einzelnen Prozess gedeckt werden als auch durch jedes beliebige Verhältnis der verschiedenen Prozesse untereinander. Wie in Kapitel 4.1 beschrieben, stehen die Prozesse nicht nur untereinander in Kostenkonkurrenz, sondern mit allen Technologien des gesamten Energiesystems, um ein volkswirtschaftliches Optimum zu erhalten. Zu dem Zweck ist es notwendig, dass für die unterschiedlichen Prozesspfade sowohl Kosten als auch spezifische CO₂-Emissionen hinterlegt werden. Das beinhaltet zum einen die unmittelbaren Kosten (Investitions- und Betriebskosten) des Prozesses zur Produktion eines Industrieguts als auch die Kosten der innerdeutschen Vorketten. Darunter fallen Importkosten für Primärrohstoffe, Bezugskosten für Strom, Wärme und sonstige Energieträger. Im Fall des Imports, der für den Prozess notwendigen Energieträger, handelt es sich hierbei um exogen vorgegebene Importkosten (z.B. Wasserstoffimportkosten). Andere in Deutschland umgewandelte Energieträger, Strom und Prozesswärme werden im Energiesystemmodell frei mit optimiert. Das bedeutet, es wird bspw. kein Strompreis exogen für die einzelnen Optimierungsjahre gesetzt, sondern je nach optimalem Energiesystemdesign berechnen sich die Stromkosten zu jedem Zeitschritt endogen und stehen den Prozessen zur Verfügung. Außerdem werden keine bestimmten Recyclingquoten exogen vorgegeben. Durch die Konkurrenz mit Prozessen der Primärrohstoffverarbeitung ergeben sich Recyclingquoten anhand des Anteils eines Recyclingprozesses an der kostenoptimalen Lösung. Für Recyclingprozesse sind besonders die Kosten der benötigten Sekundärrohstoffe von Bedeutung, die allerdings auch exogen vorgegeben werden müssen. Diese haben zusammen mit den Importkosten erneuerbarer Energieträger einen großen Einfluss auf die Modellergebnisse. Deswegen werden in Kapitel 5.3.3 zusätzlich Sensitivitäten gerechnet, bei denen die Kosten von Sekundärrohstoffen variiert werden.

4.4 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wird der methodische Ansatz zur Modellierung von Treibhausgasminde-
rungsstrategien der Industrie im Kontext des Gesamtenergiesystems im Hinblick auf Re-
cycling vorgestellt. Für die Analysen kann auf das bestehende nationale integrierte
Energiesystemmodell NESTOR zurückgegriffen werden. Dieses Modell berechnet für das
Jahr 2050, sowie den Transformationspfad dorthin, das kostenoptimale Energiesystemde-
sign unter Berücksichtigung von Klimagasreduktionszielen.

Um Aussagen über die Transformation der deutschen Industrie treffen zu können, wird das
Energiesystemmodell um grundlegende Erweiterungen der Modellierung des Industriesek-
tors weiterentwickelt. Industrieprozesse werden detailliert abgebildet, sodass mehr als 66%
des heutigen industriellen Endenergieverbrauchs auf Prozessebene analysiert werden kön-
nen. Dadurch lassen sich Recyclingverfahren bewerten und Strategien zur Defossilisierung
des nicht-energetischen Bedarfs untersuchen.

Recyclingoptionen werden als zusätzliche Alternative zu den konventionellen Prozessen,
die auf Primärrohstoffe angewiesen sind, implementiert. Dadurch stehen sie in Konkur-
renz, um die jeweilige Güternachfrage kostenoptimal bei gleichzeitiger Einhaltung der
CO₂-Emissionen des Gesamtsystems decken zu können. Für die Rechenläufe werden
dementsprechend keine Recyclingquoten exogen vorgegeben, sondern modellendogen
als Teil der Optimierung berechnet. Die zukünftig verfügbare Menge an Sekundärrohstof-
fen wird durch einen Ansatz aus der Materialflussmodellierung abgeschätzt. Dabei wird
über eine Häufigkeitsverteilung berechnet, zu welchem Zeitpunkt eine bestimmte Menge
eines Materials aus dem vorhandenen anthropogenen Bestand fällt und dem Energiesys-
tem wieder als Sekundärrohstoff zur Verfügung steht.

5 Analyse der Szenarien zur deutschen Industrietransformation

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der Modellrechnungen sowie die Bewertung der CO₂-Reduktionsstrategien im Industriesektor beschrieben. Dabei werden zunächst die entwickelten Szenarien vorgestellt sowie die Rahmendaten und Annahmen, die den Berechnungen zugrunde liegen. Im folgenden Abschnitt wird das Referenzszenario analysiert, und das Modell anhand eines Abgleichs der Modellergebnisse für das Jahr 2020 mit statistischen Werten validiert. Der anschließende Abschnitt behandelt Szenarien zur Analyse der Effekte von Recycling im Kontext des Gesamtenergiesystems. Dabei wird mit einer Sensitivitätsrechnung auch auf den Einfluss von Rohstoffpreisen eingegangen. Eine weitere Sensitivitätsrechnung über den Einfluss unterschiedlicher Industriegüter-Nachfragen (bedingt durch gesellschaftliche Verhaltensänderung) auf die Entwicklung des Energiesystems im Vergleich zu Recyclingmaßnahmen schließt diesen Abschnitt ab. Der letzte Abschnitt untersucht Auswirkungen einer Umstellung der Chemieindustrie von fossilen auf erneuerbare Rohstoffe, und adressiert neben einer Klimagasreduktion eine Defossilisierung der chemischen Industrie. Alle Szenarien werden durch eine Zusammenfassung sowie eine vergleichende Diskussion der Ergebnisse abgeschlossen.

5.1 Beschreibung der Szenarien und grundlegenden Rahmendaten

Die Entwicklung des Industriesektors vollzieht sich im Kontext des Gesamtenergiesystems. Durch die systemischen Wechselwirkungen im Energiesystemmodell können die Optimierungsergebnisse im Industriesektor nicht losgelöst von den Entwicklungen in anderen Endenergiesektoren betrachtet werden. Deswegen wird zunächst ein Überblick über die allgemeinen Annahmen gegeben, die das Gesamtsystem und die einzelnen Sektoren betreffen und allen Szenarien zugrunde liegen. Anschließend wird der Szenarienbaum vorgestellt und auf spezifische Annahmen der einzelnen Szenarien sowie des Industriesektors eingegangen.

Die Beschreibung des Referenzszenarios sowie grundlegende Annahmen sind bereits in der Veröffentlichung Kullmann et al. [216] veröffentlicht und Texte sowie Abbildungen und Tabellen für diese Arbeit übersetzt und angepasst worden.

5.1.1 Grundannahmen der Szenarientwicklung

Für das Jahr 2050 wird dem Energiesystemmodell eine begrenzte Menge CO₂ zur Verfügung gestellt, die weiterhin emittiert werden kann. Allerdings müssen auch für die Zwischenjahre exogene Emissionsziele für die Optimierung vorgegeben werden. Für das Jahr 2030 wird, angelehnt an das Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung [6], eine Minderung der Treibhausgase im Vergleich zu 1990 um 55% vorgegeben. Da außer dieser Vorgabe keine Emissionsziele für weitere Jahre gesetzlich verankert sind [244], werden die Emissionsziele für die Zwischenjahre bis zur 95%-Minderung im Jahr 2050 linear interpoliert. Die Entwicklung der exogen gesetzten Emissionsziele bis zum Jahr 2050 können der Abbildung 5.1 entnommen werden. Sektorale Ziele werden allerdings nicht vorgegeben, sodass aus den Optimierungen auch Aussagen über die Kosteneffizienz bestimmter Maßnahmen über alle Sektoren hinweg getroffen werden können.

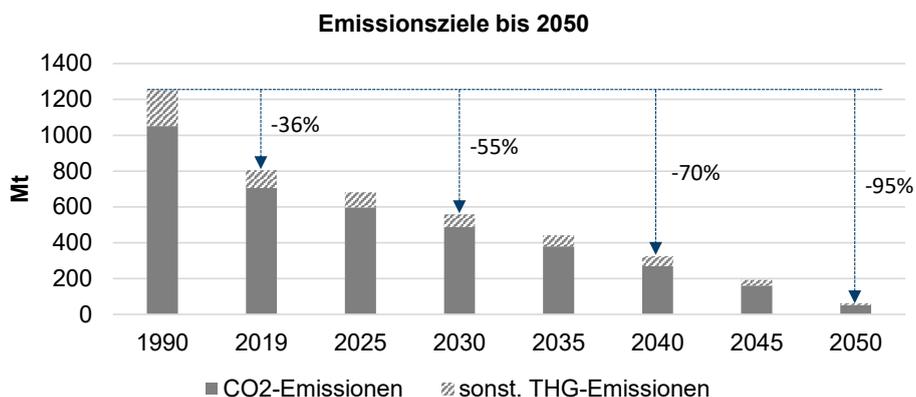


Abbildung 5.1 Entwicklung der exogen gesetzten Emissionsziele bis 2050 in Mt

Eine weitere Grundannahme für die anschließenden Szenarienrechnungen stellen der Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2038 [245] und der Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 [246] dar. Beides ist bereits gesetzlich verankert und wird somit auch für die Modellrechnungen hinterlegt. Andere fossile Energieträger (bspw. Erdgas) können allerdings zukünftig weiterhin eingesetzt werden, und auch Kohle kann bspw. weiterhin bei der Stahlerzeugung verwendet werden. Aus diesem Grund ist in Abbildung 5.2 die angenommene Entwicklung der Brennstoffkosten bis 2050 (Preisbasis: 2018) abgebildet. Die Prognosen bis 2050 sind aus Gründen der Konsistenz für die Energiekosten, sowie für die anschließend vorgestellten Nachfragen, einheitlich an die Studie Klimapfade für Deutschland [13] angelehnt.

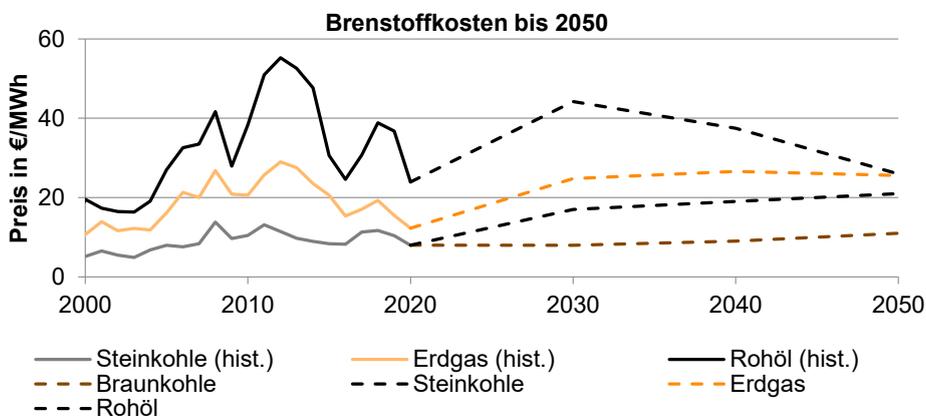


Abbildung 5.2 Entwicklung der exogen gesetzten Brennstoffkosten bis 2050 (angelehnt an [13, 247–252])

Die historischen und aktuellen Werte sind dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle [247, 249, 251, 252] und dem statistischen Bundesamt [248] entnommen. Die zukünftigen Verläufe der Brennstoffkosten entsprechen dabei den Szenarien aus dem World Energy Outlook [250].

In den Endenergiesektoren haben die zukünftigen Nachfragen eine besondere Bedeutung. Die Entwicklung der Verkehrsleistung aufgeteilt auf die verschiedenen Transportmittel ist in Abbildung 5.3 zu sehen. Angenommen wird eine konstante Verkehrsleistung im Personenverkehr bis 2050 von ca. 1100 Mrd. Personenkilometern, wobei der Anteil der Busse und Personenzüge auf Kosten des Individualverkehrs leicht zunimmt. Die Güterverkehrsleistung wird bis zum Jahr 2050 um mehr als ein Drittel auf 954 Mrd. Tonnenkilometer steigen. Der Großteil wird dabei von LKWs und Güterzügen geleistet. Die heutigen Werte sind dem Bericht Verkehr in Zahlen des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur entnommen [253]. Der zukünftige Verlauf beruht auf der Studie Klimapfade für Deutschland [13].

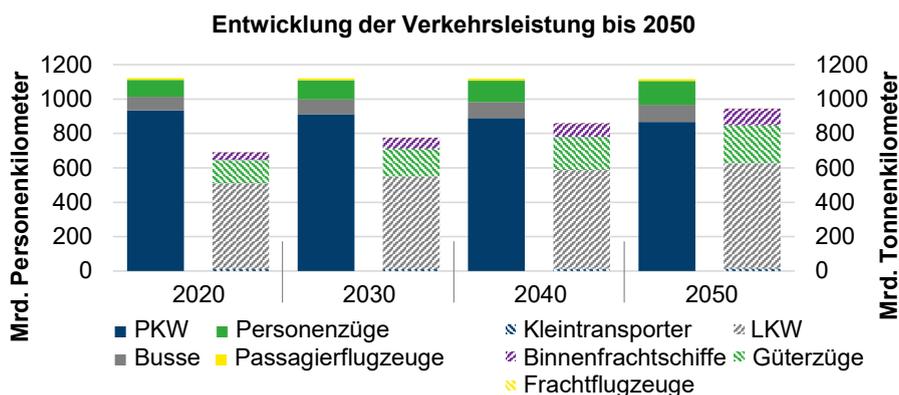


Abbildung 5.3 Entwicklung der exogen gesetzten Verkehrsleistung bis 2050 (angelehnt an [13, 253])

Im Gebäudebereich werden im Modell sowohl die Wohngebäude als auch die Nichtwohngebäude des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) sowie der Industrie zusammengefasst. Die Entwicklung der Nachfrage von Raumwärme und Warmwasser aufgeteilt auf die unterschiedlichen Gebäudearten bis zum Jahr 2050 ist in Abbildung 5.4 dargestellt. Es wird angenommen, dass die Nachfrage der Raumwärme und Warmwasser in Nichtwohngebäuden sinken wird. Durch eine steigende Nachfrage in Wohngebäuden wird dieser Rückgang allerdings teilweise kompensiert, sodass die Nachfrage insgesamt von heute ca. 800 TWh auf 760 TWh leicht sinken wird. Die weitere Unterteilung der Gebäudetypen nach Baualtersklassen sind in Lopion et al. 2020 [218] aufgeschlüsselt.

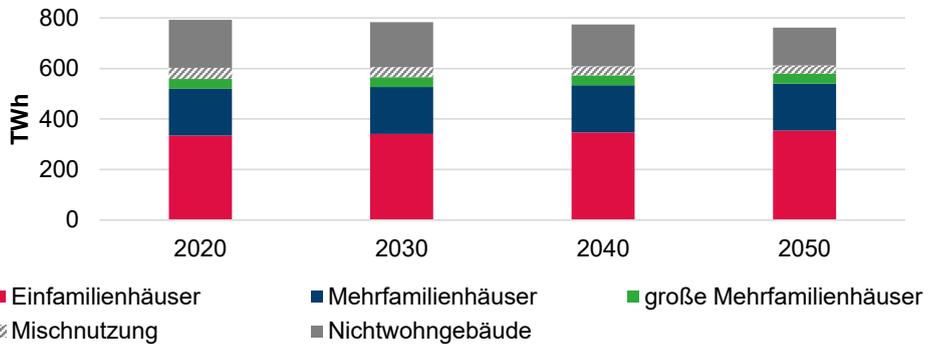
Entwicklung der Raumwärme- und Warmwassernachfrage bis 2050


Abbildung 5.4 Entwicklung der exogen gesetzten Nachfrage von Raumwärme und Warmwasser in Wohn- und Nichtwohngebäuden bis 2050 (angelehnt an [13])

Für den Industriesektor ist die Nachfrage ebenfalls von entscheidender Bedeutung. Die angenommene Güternachfrage in den einzelnen Industriebranchen kann Tabelle 5.1 entnommen werden. Für die übrige, nicht detailliert abgebildete Industrie ist die Entwicklung der Bruttowertschöpfung der einzelnen Industriezweige maßgeblich. Die Prognose der Bruttowertschöpfung, sowie das Verfahren zur Ableitung des Energiebedarfs der übrigen Industrie ist bereits in Kapitel 4.2.7 dargestellt. Die aktuelle Güterproduktion wird den Jahresberichten der Industrieverbände oder der einzelnen Branchen entnommen [24, 31, 61, 68, 82, 254]. Für alle Branchen wird, angelehnt an die Studie Klimapfade für Deutschland [13], von einer gleichbleibenden oder steigenden Industriegüterproduktion bis zum Jahr 2050 ausgegangen. Einzig bei der Stahlproduktion wird von einem leichten Rückgang von derzeit ca. 40 Mt Rohstahl auf 39 Mt ausgegangen.

Tabelle 5.1 Entwicklung der Industriegüternachfrage bis 2050 (angelehnt an [13])

<i>in Mt</i>	2020	2030	2040	2050
Stahl	40,0	40,0	39,0	39,0
Zement	34,2	35,1	35,9	36,9
Aluminium	1,3	1,3	1,3	1,3
Kupfer	0,7	0,7	0,7	0,7
Zink	0,3	0,3	0,3	0,3
Harnstoff	0,5	0,6	0,7	0,8
Ammoniak	2,3	2,6	3,0	3,4
Methanol	1,1	1,3	1,5	1,7
Chlor	3,9	4,5	5,1	5,7
Kunststoffe	14,4	16,0	17,7	19,4
Glas	7,2	7,6	8,0	8,4
Papier	22,7	23,6	24,5	25,5
Kupfer	0,7	0,7	0,7	0,7
Zink	0,3	0,3	0,3	0,3

5.1.2 Szenarienbaum

Nach den Annahmen, die für alle Szenarien gelten, werden im folgenden Abschnitt zunächst die entwickelten Szenarien sowie deren spezifische Annahmen erläutert. Dazu ist in Abbildung 5.5 der Szenarienbaum abgebildet, der im Weiteren erklärt wird.

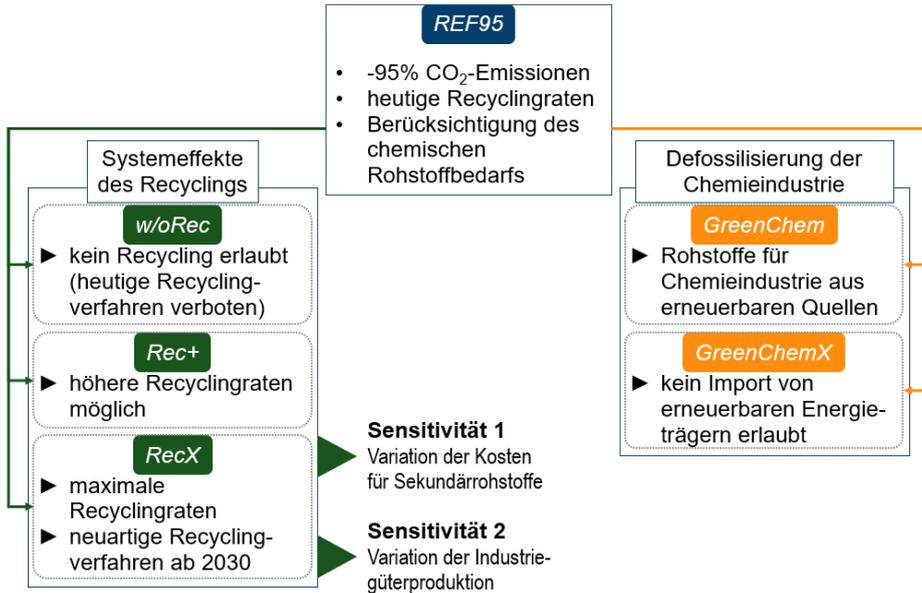


Abbildung 5.5 Darstellung der entwickelten Szenarien dieser Arbeit

Als Ausgangspunkt für die verschiedenen Untersuchungen dieser Arbeit wird ein Basisszenario erstellt (*REF95*). Im *REF95* werden die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2050 um 95% im Vergleich zum Jahr 1990 reduziert. Außer dem Ausstieg aus der Kohle- und der Kernenergieversorgung wird dem Modell keine weitere Limitierung gesetzt. Die Recyclingraten werden bis zum Jahr 2050 auf den heutigen Wert in den einzelnen Industriebranchen fixiert. Neuartige Recyclingverfahren (bspw. chemisches Recycling von Kunststoffabfällen) ist erst ab 2040 verfügbar. Ansonsten werden keine weiteren Einschränkungen vorgenommen. Das Basisszenario *REF95* wird für den Vergleich mit den anderen Szenarien hinzugezogen und dient damit der Bewertung und Einordnung. Eine vergleichende Übersicht mit den wichtigsten Annahmen der Szenarien findet sich in Tabelle 5.2.

Tabelle 5.2 Vergleich ausgewählter Annahmen für die erstellten Szenarien

	<i>REF95</i>	<i>w/o Rec</i>	<i>Rec+</i>	<i>RecX</i>	<i>GreenChem</i>	<i>Green-ChemX</i>
THG-Minderung ggü. 1990	-95%	-95%	-95%	-95%	-95%	-95%
Recycling-rate in 2050	heutiger Stand	-	+20%	Maximum	heutiger Stand	heutiger Stand
neue Rec.-Verfahren	ab 2040	-	ab 2040	ab 2035	ab 2040	ab 2040
Nicht-energ. Bedarf	frei	frei	frei	frei	erneuerbar	erneuerbar
Wasserstoff €/kWh	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10 (±20%)	kein Import
Power-to-Liquid €/kWh	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16 (±20%)	kein Import
Stahlschrott €/kg	0,24	-	0,24 (±20%)	0,24	0,24	0,24
Aluminiumschrott €/kg	0,35	-	0,35 (±20%)	0,35	0,35	0,35
Kupferschrott €/kg	2,65	-	2,65 (±20%)	2,65	2,65	2,65
Zinkschrott €/kg	1,47	-	1,47 (±20%)	1,47	1,47	1,47
Altglas €/kg	0,05	-	0,05 (±20%)	0,05	0,05	0,05
Altpapier €/kg	0,05	-	0,05 (±20%)	0,05	0,05	0,05

Der Szenarienbaum teilt sich in zwei Äste auf, die für die zwei großen Themenblöcke dieser Arbeit stehen. Im linken Ast befinden sich drei Szenarien, in denen die Effekte des Recyclings auf das Gesamtenergiesystem untersucht werden. Das Szenario *w/oRec* stellt dabei einen Extremfall dar, bei dem unterstellt wird, dass kein Recycling bis zum Jahr 2050 möglich ist. Somit muss die Treibhausgasmindeung vollständig ohne Recyclingmaßnahmen stattfinden. Im Vergleich zum Referenzszenario (*REF95*) kann mit diesem Szenario, das einer Value-Off-Analyse gleicht, der Wert von Recyclingmaßnahmen analysiert werden. In einem weiteren Szenario (*Rec+*) werden die Recyclingraten, die das Modell erreichen kann, um 20% im Vergleich zur heutigen Rate in den jeweiligen Branchen erhöht (die Detailergebnisse dieses Szenarios finden sich im Anhang 7.1). Für das dritte Szenario im Recycling-Ast (*RecX*) wird dem Modell die Möglichkeit gegeben, die theoretisch maximalen Recyclingraten in den jeweiligen Branchen vollständig auszunutzen. An dieses Szenario wird auch eine erste Sensitivität geknüpft, bei der die Kosten der Sekundärrohstoffe variiert werden, um die Rohstoffkosten zu ermitteln, bei denen sich Recycling gerade noch lohnt (eine minimale Erhöhung der Rohstoffkosten würde ein anderes Verfahren im Vergleich zum Recycling kosteneffizienter machen). Als weitere Sensitivität schließt sich an diese Szenarien ein Vergleich von Recyclingmaßnahmen mit einer verringerten Produktion von Industriegütern an.

Der rechte Ast des Szenarienbaums befasst sich in zwei Szenarien mit den Effekten einer grünen Chemieindustrie (Defossilisierung) auf das Gesamtenergiesystem. Dabei wird im ersten Szenario *GreenChem* untersucht, welche Auswirkungen eine Umstellung in der Chemieindustrie von einem fossilen auf einen vollständig erneuerbaren Rohstoffeinsatz (nicht-

energetischer Bedarf) hat. Daran schließt sich eine Sensitivität an, bei der die Importkosten für erneuerbare Energieträger um 20% variiert werden. Die Importkosten für erneuerbare Energieträger sind der Arbeit von Heuser [255] entnommen, der eine weltweite Infrastruktur für Wasserstoff aufgebaut hat und durch eine optimale Allokation der Angebots- und Nachfragemenge Importkosten für verschiedene Länder abgeschätzt hat. Im zweiten Szenario *GreenChemX* wird der Import von erneuerbaren Energieträgern vollständig verboten, sodass der Bedarf an erneuerbaren Energieträgern nur durch eine inländische Produktion gedeckt werden kann. Dadurch lassen sich Rückschlüsse auf die Entwicklung des inländischen Energiesystems bei einer extremen Belastung durch einen Teil des Industriesektors ziehen.

5.2 Referenzszenario *REF95*

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse des Referenzszenarios (*REF95*) vorgestellt. Dabei wird zunächst auf das Gesamtenergiesystem eingegangen und anschließend auf die Endenergiesektoren. Das *REF95* stellt die Basis für alle weiteren Rechnungen dar und kann als freie Optimierung, unter Berücksichtigung der zuvor erläuterten Randbedingungen und Annahmen, bis zum Jahr 2050 gesehen werden. Zwar stehen die Ergebnisse auch für sich und können einen Einblick in ein kostenoptimales zukünftiges Energiesystem geben. Der eigentliche Zweck besteht aber darin, dass die Untersuchungen zu den Effekten von Recycling und einer defossilisierten Chemieindustrie auf das Gesamtenergiesystem eingeordnet werden können.

Teile der Ergebnisse aus den Kapiteln 5.2 und 5.3 sind bereits in der Veröffentlichung Kullmann et al. [216] veröffentlicht worden. Dazu sind vor allem die entsprechenden Abbildungen und Tabellen übersetzt und angepasst worden.

5.2.1 Gesamtenergiesystem

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse zum Gesamtenergiesystem vorgestellt. Darunter fallen die Aufteilung der CO₂-Emissionen, der Primär- und Endenergieverbrauch, die installierten Stromerzeugungskapazitäten sowie der Stromverbrauch. Des Weiteren wird ein Überblick über die Kostenstruktur des Energiesystemdesigns bis zum Jahr 2050 gegeben.

CO₂-Emissionen

Zwar sind die CO₂-Emissionsziele der einzelnen Stützjahre exogen vorgegeben, die sektorale Aufteilung ist allerdings Teil des Optimierungsergebnisses. Wie in Abbildung 5.6 ersichtlich, werden die erlaubten Restemissionen im Jahr 2050 ausschließlich im Industriesektor emittiert. Zum einen liegen dort die höchsten Vermeidungskosten vor, und zum anderen handelt es sich in der Zement- oder Glasherstellung um Prozessemissionen, die unvermeidbar sind. Da eine geologische CO₂-Speicherung im Modell nicht erlaubt wird, fallen diese Emissionen notwendigerweise an. Der Logik des Modells folgend werden zunächst die günstigsten Technologien zur CO₂-Vermeidung gezogen. Da alle Technologien miteinander in Konkurrenz stehen, kann aus der Reihenfolge der CO₂-Reduktion über die Zeit in den einzelnen Sektoren geschlossen werden, wo die CO₂-Vermeidungskosten am geringsten sind.

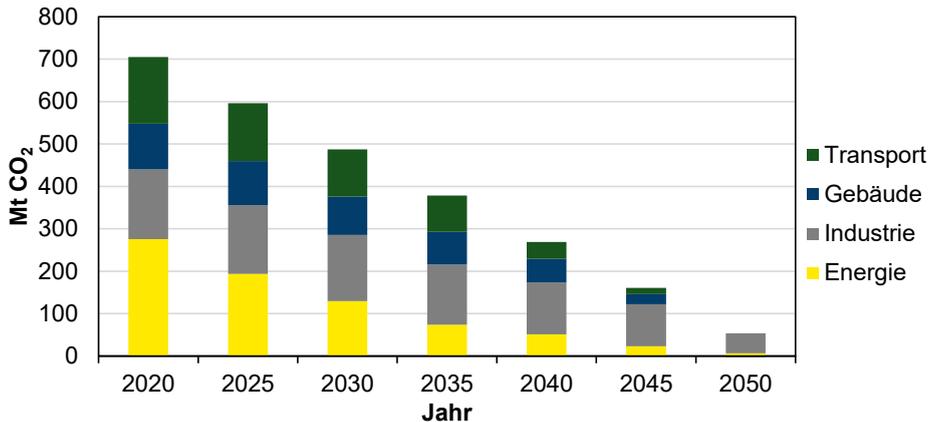


Abbildung 5.6 Entwicklung der sektoralen CO₂-Emissionen bis 2050

Zu Beginn des Zeitverlaufs lässt sich beobachten, dass die Emissionen im Energiesektor (also bei der öffentlichen Strom- und Wärmeerzeugung) relativ gesehen den stärksten Rückgang aufweisen. Das lässt darauf schließen, dass in diesem Sektor die CO₂-Vermeidungskosten am geringsten sind. Bis zum Jahr 2050 müssen aber auch im Verkehrs- und Gebäudesektor ambitionierte Maßnahmen getroffen werden, um das CO₂-Emissionsziel von -95% (vgl. mit 1990) einzuhalten.

Primärenergieverbrauch

Im Jahr 2020 besteht der energetische Primärenergieverbrauch noch zu mehr als 85% aus fossilen Energieträgern. Rohöl und Erdgas machen zusammen einen Anteil von mehr als 50% aus. Bis zum Jahr 2050 ist eine drastische Reduzierung der fossilen Energieträger notwendig, sodass deren Anteil auf ca. 4% sinkt. Hierbei handelt es sich um nicht-erneuerbaren Müll. Auch wenn Erdgas in den Zwischenjahren noch eine Bedeutung als Energieträger zukommt, werden fossile Energieträger zunehmend durch erneuerbare Energien substituiert (vgl. Abbildung 5.7). Zusätzlich sinkt durch Effizienzsteigerungen und bspw. den steigenden Ausbau von Wärmepumpen¹ der Primärenergiebedarf insgesamt.

¹ Entsprechend der Bilanzierungsregeln der AG Energiebilanzen wird der Anteil der Umweltwärme nicht mitbilanziert.

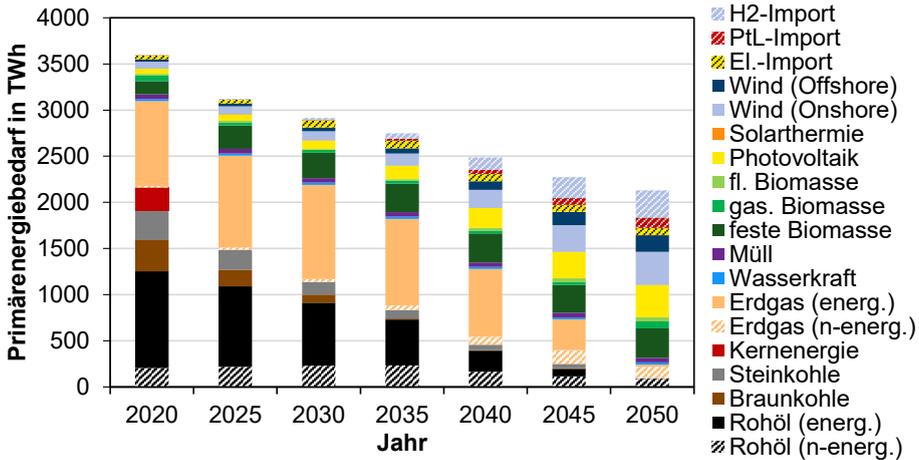


Abbildung 5.7 Entwicklung des Primärenergiebedarfs bis 2050

Neben Windenergie (ca. 540 TWh), Photovoltaik (ca. 350 TWh) und Biomasse (ca. 440 TWh), die zusammen 63% des Primärenergiebedarfs im Jahr 2050 ausmachen, werden ca. 300 TWh Wasserstoff und 113 TWh sonstige erneuerbare Energieträger (Power-to-Liquid) importiert. Im Vergleich zum Jahr 2020 sinkt damit die Importabhängigkeit von ca. 78% auf 34% im Jahr 2050. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass außer für den nicht-energetischen Bedarf das Energiesystemdesign im Jahr 2050 auf keine weiteren fossilen Energieträger angewiesen ist.

Endenergiebedarf

Die sektorale Aufteilung des Endenergiebedarfs ist in Abbildung 5.8 zu sehen. Für die Sektoren Gebäude, GHD und Verkehr ist auch für den Endenergiebedarf bis zum Jahr 2050 ein Rückgang durch Effizienzsteigerungen zu beobachten. Für den GHD-Sektor ist ein Rückgang der Endenergienachfrage um 48% im Vergleich zum Jahr 2020 auf ca. 230 TWh zu verzeichnen. Der Endenergiebedarf im Verkehrs- und Gebäudesektor reduziert sich bis zum Jahr 2050 sogar um mehr als die Hälfte auf 340 TWh, bzw. 290 TWh.

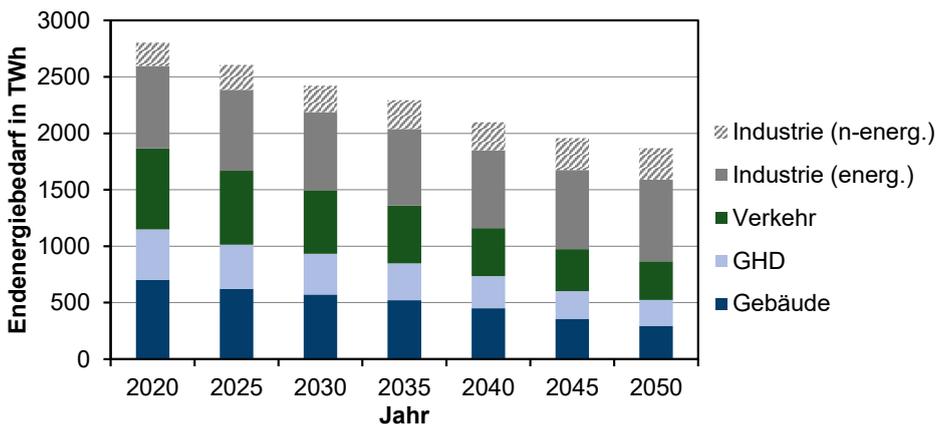


Abbildung 5.8 Entwicklung des Endenergiebedarfs bis 2050

Einzig der Industriesektor hat bis zum Jahr 2050 eine annähernd konstante Endenergienachfrage von ca. 730 TWh (+280 TWh nicht-energetischer Bedarf). Unter Berücksichtigung einer angenommenen steigenden Güterproduktion und Bruttowertschöpfung von durchschnittlich 1,2%/a über alle Sektoren bis zum Jahr 2050 sinkt der Endenergiebedarf der Industrie pro insgesamt erzeugter Bruttowertschöpfung, bzw. Güterproduktion, folglich um ca. 43%. Dies bedeutet, dass die nachfragebereinigten Anstiege der Industrie durch Effizienzmaßnahmen nahezu vollständig kompensiert werden. Der nicht-energetische Bedarf des Industriesektors ist zusätzlich ausgewiesen, um einen Vergleich mit dem gesamten Primärenergieverbrauch zu vereinfachen. Auch hier spielen Effizienzmaßnahmen (maßgeblich Recycling) eine bedeutende Rolle, die in Kapitel 5.2.2 näher erläutert werden. Insgesamt sinkt der energetische Endenergiebedarf über alle Sektoren von ca. 2600 TWh im Jahr 2020 um 39% auf ca. 1590 TWh im Jahr 2050.

Installierte Kapazitäten der Stromerzeugung

Auch bei der Umstellung der Stromerzeugung sind ambitionierte Maßnahmen notwendig. Während im Jahr 2020 noch eine Gesamtkapazität von ca. 220 GW insgesamt installiert ist, steigt dieser Wert bis zum Jahr 2050 um fast das Dreifache auf ca. 600 GW. Dazu tragen vor allem Dach- und Freiflächen-Photovoltaikanlagen mit einer installierten Kapazität von ca. 310 GW bei. Sie machen damit mehr als 50% der insgesamt installierten Leistung im Jahr 2050 aus. Auch Onshore-Windkraftanlagen (194 GW) und Offshore-Windkraftanlagen (40 GW) spielen zukünftig eine bedeutende Rolle bei der Stromversorgung. Erzeugungsanlagen auf Basis fossiler Energieträger werden hingegen bis zum Jahr 2050 vollständig zurückgefahren. Im Jahr 2050 sind noch Restkapazitäten von Erdgaskraftwerken in Höhe von 17 GW vorhanden. Diese werden allerdings ausschließlich mit Biogas betrieben und können dementsprechend auch der erneuerbaren Stromerzeugung zugerechnet werden. In Abbildung 5.9 lässt sich außerdem der Ausstieg aus der Kohleverstromung und der Kernenergie beobachten. Gerade in den Anfangsjahren gibt es einen kaum merklichen Rückgang der installierten Leistung. Dies liegt zum einen daran, dass es kostengünstig ist, am Anfang der Transformation Effizienzmaßnahmen einzusetzen, die folglich auch den Strombedarf und somit die Stromerzeugung senken (vgl. Abbildung 5.10 und Abbildung 5.11). Zum anderen ist das Jahr 2025 das erste Stützjahr, das frei optimiert werden kann. Im Jahr 2020, das zugleich als Validierungsjahr des Modells dient, ist durch den vorgegebenen Anlagenbestand die Optimierung begrenzt. Es ist davon auszugehen, dass das aktuelle reale System nicht vollständig kostenoptimal ist, sodass in den ersten Optimierungsschritten bspw. Überkapazitäten und Reserveleistungen, die im Modell nicht detailliert berücksichtigt werden können, zurückgebaut werden.

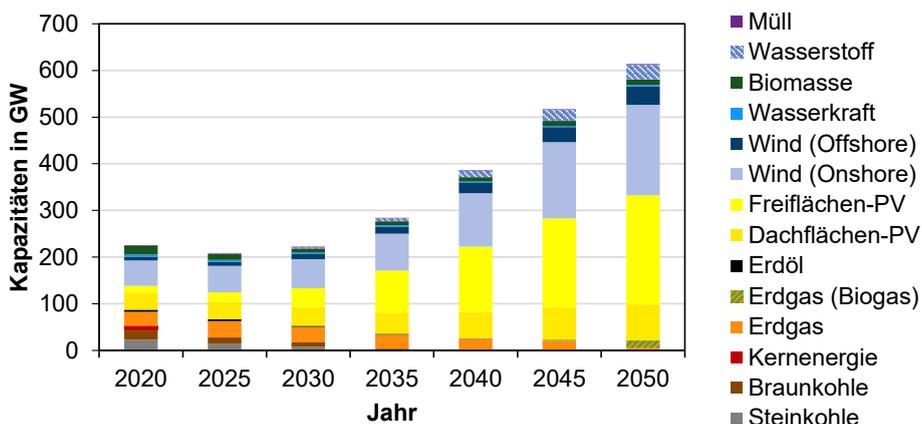


Abbildung 5.9 Entwicklung der installierten Kapazitäten zur Stromerzeugung bis zum Jahr 2050

Des Weiteren lässt sich beobachten, dass ab der Hälfte des Transformationspfades ein Ausbau von Rückverstromungsanlagen mit Wasserstoff als Energieträger stattfindet. Bis zum Jahr 2050 werden insgesamt ca. 31 GW dieser Anlagen installiert. Ein Großteil dieser Anlagen (28 GW) sind Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD), die mit Wasserstoff betrieben werden. Die Rückverstromung ist im Hinblick auf den enormen Ausbau der volatilen erneuerbaren Stromerzeugung essenziell für das Energiesystem.

Stromerzeugung

Während der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung im Jahr 2020 nur etwa 45% ausmacht, steigt dieser bis zum Jahr 2050 auf 100%. Folglich ist eine Umstellung auf eine vollständig erneuerbare Stromerzeugung von großer Bedeutung für das Gelingen der Transformation des gesamten Energiesystems. Die Stromerzeugung erhöht sich von ca. 600 TWh im Jahr 2020 um zwei Drittel auf 1000 TWh (vgl. Abbildung 5.10). Dies ist auf eine zunehmende zukünftig signifikanter werdende Elektrifizierung der einzelnen Nachfragesektoren (vgl. Abbildung 5.11) zurückzuführen. Trotz eines Anteils von mehr als 50% an der installierten Stromerzeugungskapazität, liegt der Anteil der Dach- und Freiflächen-Photovoltaik an der tatsächlichen Stromerzeugung mit 350 TWh bei lediglich 35%. Daraus ergeben sich für Dachflächen-Photovoltaikanlagen 1090 Volllaststunden (VLS) und für Freiflächen-Photovoltaikanlagen 1133 VLS. Den größten Anteil an der Stromerzeugung haben im Jahr 2050 die Windenergieanlagen (54%). Mit 1850 VLS und einer Erzeugung von ca. 360 TWh tragen Onshore-Windenergieanlagen 36% zur gesamten Stromerzeugung bei. Offshore-Windenergieanlagen weisen im Jahr 2050 ca. 4600 VLS auf. Die Stromerzeugung beträgt ca. 180 TWh, was einem Anteil von 18% an der gesamten Stromerzeugung entspricht.

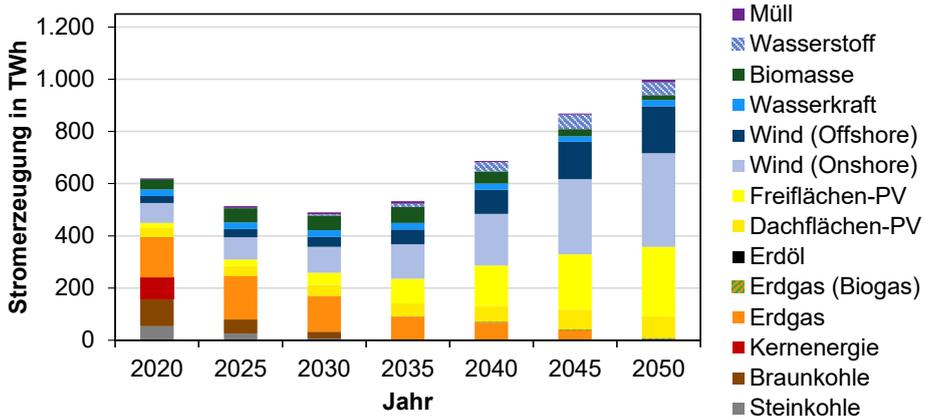


Abbildung 5.10 Entwicklung der Stromerzeugung bis zum Jahr 2050

Erdgaskraftwerke tragen während der Transformation immer weniger zur Stromerzeugung bei, sodass sie im Jahr 2050 mit 420 VLS zu Spitzenlastzwecken gefahren werden. Lediglich eine Strommenge von 9 TWh auf Basis von Biogas wird noch erzeugt.

Stromverbrauch

Wie bereits erwähnt, kann eine zunehmende Elektrifizierung bis zum Jahr 2050 in allen Endenergiesektoren beobachtet werden. Während der Nettostromverbrauch im Jahr 2020 noch bei ca. 550 TWh liegt, steigt er bis zum Jahr 2050 um 78% auf 970 TWh an (vgl. Abbildung 5.11). Dabei spielen vor allem die Technologien der Sektorkopplung (insbesondere Elektrolyse sowie Power-to-Heat) eine entscheidende Rolle. So ist der Anstieg des Stromverbrauchs im Gebäudesektor um 46% ausschließlich auf den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen zurückzuführen (Power-to-Heat).

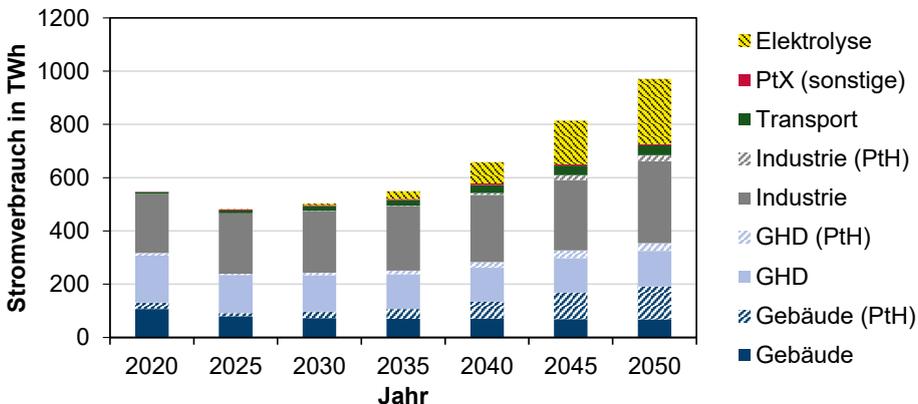


Abbildung 5.11 Entwicklung des Stromverbrauchs nach Sektoren bis zum Jahr 2050

Mit ca. 220 TWh weist der Industriesektor bereits heute schon den größten Strombedarf auf und ist aufgrund bestimmter Branchen (z.B. NE-Metalle) bereits teilweise elektrifiziert. Trotzdem kann ein Anstieg des Strombedarfs um 50% auf ca. 330 TWh beobachtet werden. Dies ist zum Großteil (80%) durch neue Verfahren begründet, die zukünftig verfügbar sind

und Prozesse auf Basis fossiler Energieträger ablösen (vgl. Kapitel 5.2.2). Mit Hochtemperatur-Prozesswärmepumpen und Elektrokesseln sind Power-to-Heat-Technologien für weitere 20% des Anstiegs (23 TWh) im Industriesektor verantwortlich.

Den größten Unterschied zum heutigen Stromverbrauch machen allerdings zukünftig Elektrolyseure aus. Im Jahr 2050 beanspruchen sie mit 245 TWh mehr als ein Viertel der gesamten Stromnachfrage. Sie sind mit 58% des Zuwachses der größte Treiber für den signifikanten Anstieg des Strombedarfs bis zum Jahr 2050.

Wasserstofferzeugung und -verbrauch

Der erhöhte Strombedarf der Elektrolyse lässt sich auf eine steigende Wasserstoffnachfrage bis zum Jahr 2050 zurückführen. In Abbildung 5.12 ist die Entwicklung der installierten Kapazitäten zur Wasserstofferzeugung (links) und die damit einhergehende Erzeugung (rechts) dargestellt. Während im Jahr 2020 keine nennenswerten Kapazitäten vorhanden sind (außerhalb von Industriestandorten zur direkten Nutzung in den jeweiligen Prozessen, die hier nicht explizit ausgewiesen sind), werden bis zum Jahr 2050 mehr als 58 GW Elektrolyse Kapazität benötigt. Diese produzieren ca. 163 TWh Wasserstoff bei einer Volllaststundenzahl von 2800 h. Der Anteil der inländischen Wasserstoffproduktion an der Gesamtnachfrage liegt bei ca. 40%.

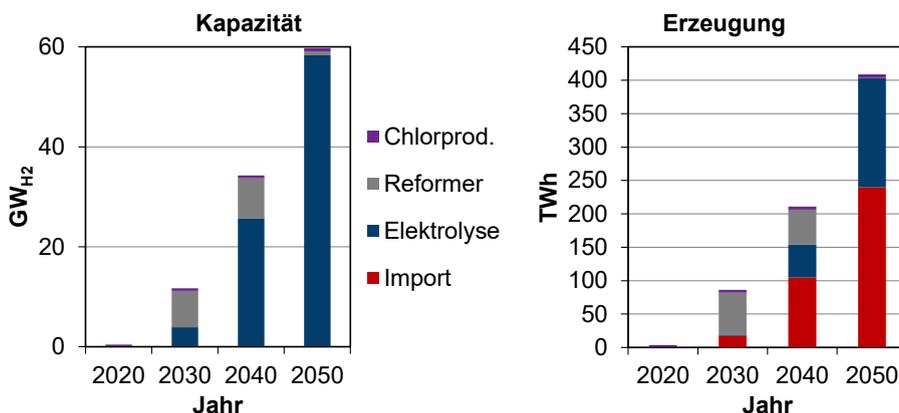


Abbildung 5.12 Entwicklung der installierten Wasserstofferzeugungskapazität (links) und der erzeugten Wasserstoffmenge (rechts)

Annähernd 160 TWh grüner Wasserstoff werden im Jahr 2050 inländisch produziert. Der Großteil der benötigten Menge an Wasserstoff wird allerdings mit einem Anteil von 60% im Jahr 2050 importiert. Es lässt sich dennoch festhalten, dass die inländische Produktion zum Teil konkurrenzfähig mit dem weltweiten Wasserstoffhandel ist. Die Erzeugung von grauem Wasserstoff (Wasserstoff aus erdgasbetriebenen Dampfreformern) spielt nur in den Zwischenjahren eine Rolle und ist als Brückentechnologie einzuordnen. Das liegt sowohl an den im Vergleich zum Importwasserstoff günstigen Erdgaspreisen und der relativ großen Menge an CO₂-Emissionen, die entsprechend den gesetzten CO₂-Restriktionen noch emittiert werden können.

Die Wasserstoffnachfrage im Jahr 2050 resultiert hauptsächlich aus den Nachfragen des Industrie- und Verkehrssektors (47%, bzw. 35%). Der Industriesektor benötigt im Jahr 2050

ca. 190 TWh Wasserstoff. Die detaillierte prozessspezifische Aufteilung wird in Kapitel 5.2.2 genauer beschrieben. Eine Wasserstoffmenge von 57 TWh wird im Jahr 2050 für die Rückverstromung benötigt, die fast vollständig in Gas- und Dampfkraftwerken stattfindet (vgl. Abbildung 5.13).

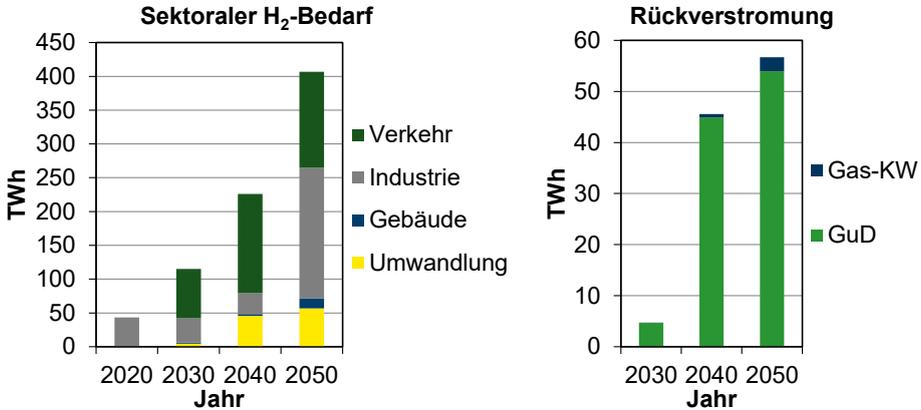


Abbildung 5.13 Entwicklung des sektoralen Wasserstoffbedarfs (links) und des Wasserstoffbedarfs für die Rückverstromung (rechts)

Außerdem lässt sich beobachten, dass der Einsatz von Wasserstoff zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung mit fast 15 TWh eine untergeordnete Rolle spielt. Da auch im Umwandlungssektor Wasserstoff nicht in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) eingesetzt wird, lässt sich folgern, dass ein Einsatz von Wasserstoff zur Wärmeerzeugung keine kosteneffiziente Lösung darstellt.

Raumwärme und Warmwasser

In Abbildung 5.14 (links) lässt sich beobachten, dass der Energieträgereinsatz für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser von 986 TWh im Jahr 2020 auf 277 TWh im Jahr 2050 sinkt.² Dabei ist zu beachten, dass keine Bilanzierung der Umweltwärme vorgenommen wird.³

Insgesamt liegt die Energieeinsparung im Jahr 2050 im Vergleich zum Jahr 2020 damit bei ca. 20%. Dabei werden die fossilen Energieträger vollständig durch erneuerbare ersetzt. Auch der Einsatz von Biomasse geht bis zum Jahr 2050 zurück. Um limitiert verfügbare Energieträger, bspw. Biomasse, konkurrieren die einzelnen Sektoren im Energiesystem. Da Biomasse bis zum Jahr 2050 verstärkt im Industriesektor zur Prozesswärmebereitstellung eingesetzt wird, lässt sich schließen, dass der Biomasseeinsatz im Industriesektor kosteneffizienter als im Gebäudesektor ist (vgl. Kapitel 5.2.2).

² Wohn- und Nichtwohngebäude

³ Zu den 152 TWh Strombedarf im Jahr 2050 (groß- und kleinskalige Wärmepumpen) müssten ca. 530 TWh Umweltwärme bei einem angenommenen mittleren Leistungswert (COP) von 3,5 hinzugechnet werden.

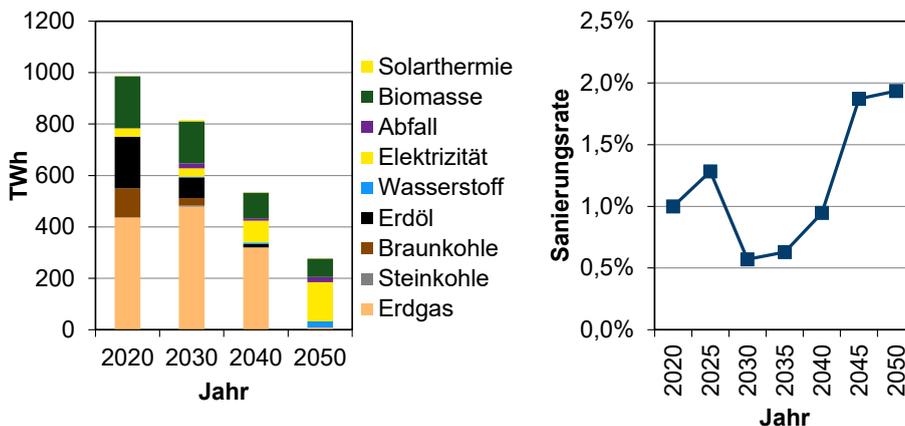


Abbildung 5.14 Entwicklung des Energieträgereinsatzes für die Raumwärme und Warmwasserbereitung (links) und der energetischen Sanierungsrate (rechts)

Die mittlere jährliche Sanierungsrate der Wohn- und Nichtwohngebäude ist in Abbildung 5.14 (rechts) aufgetragen. Zunächst ist ein leichter Anstieg festzustellen, der sich dadurch begründen lässt, dass – solange der erneuerbare Anteil im Strommix noch nicht hoch genug ist und Wärmepumpen dementsprechend keine signifikante CO₂-Minderung herbeiführen können – eine Verringerung der Energienachfrage durch energetische Sanierung zielführender ist. Da der Strommix ab dem Jahr 2030 bereits zu mehr als 68% aus erneuerbaren Energien besteht, ist es in den Zwischenjahren günstiger und effektiver auf Wärmepumpen zu setzen, als relativ kostenintensive Sanierungsmaßnahmen durchzuführen. Der Anstieg der Sanierungsrate in den letzten 10 Jahren der Transformation lässt allerdings darauf schließen, dass energetische Sanierungen essenziell sind und eine Minderung der CO₂-Emissionen nicht anders herbeigeführt werden kann. Für Wohngebäude sinkt der spezifische Energiebedarf von 156 kWh/a*m² im Jahr 2020 auf 119 kWh/a*m². Ähnlich stark sinkt auch der spezifische Energiebedarf für Nichtwohngebäude von 120 kWh/a*m² auf 93 kWh/a*m², sodass über alle Wohn- und Nichtwohngebäude die mittlere Reduktion des spezifischen Energiebedarfs von 143 kWh/a*m² im Jahr 2020 auf 112 kWh/a*m² im Jahr 2050 ca. 22% beträgt.⁴

Verkehrssektor

In Abbildung 5.15 sind links die Entwicklung der Nachfrage an Dieselmotorkraftstoff und rechts die Entwicklung der Nachfrage an Ottomotorkraftstoff differenziert nach Transportmittel dargestellt. Für beide Kraftstoffe ist eine signifikante Reduktion von 360 TWh (Diesel), bzw. 240 TWh (Ottomotorkraftstoff), im Jahr 2020 auf 10 TWh (Diesel), bzw. 44 TWh (Ottomotorkraftstoff), im Jahr 2050 festzustellen. Während die Nachfrage nach Ottomotorkraftstoff heute fast ausschließlich auf den motorisierten Individualverkehr zurückzuführen ist, teilt sich die Dieselnachfrage zu je 44% auf den motorisierten Individualverkehr und den straßenbezogenen Güterverkehr auf. Etwas mehr als 11% der Dieselnachfrage verteilen sich auf Busse, die Binnenschifffahrt und den Schienenverkehr.

⁴ Spezifischer Energiebedarf über den gesamten Gebäudebestand (Alt- und Neubauten)

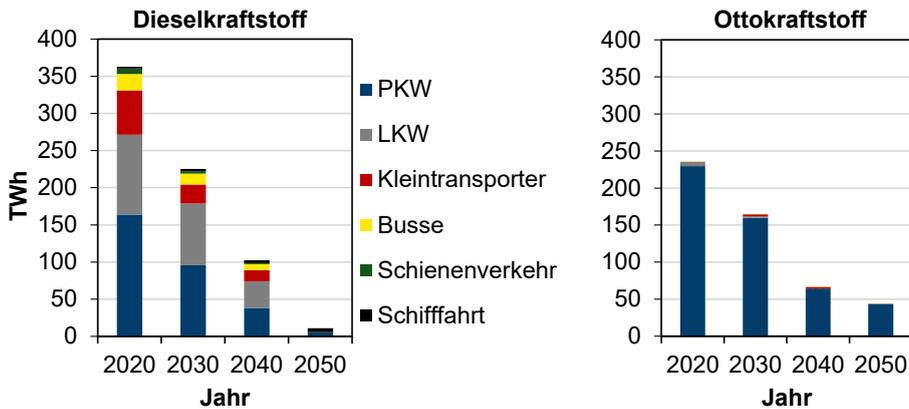


Abbildung 5.15 Entwicklung des Diesel- (links) und Ottokraftstoffverbrauchs (rechts) differenziert nach Transportmitteln bis zum Jahr 2050

Die verbleibenden Diesel- bzw. Ottokraftstoffmengen (10 TWh, bzw. 44 TWh) im Jahr 2050 sind nicht mehr fossilen Ursprungs, sondern werden im Fall des Dieselkraftstoffs zu gleichen Teilen aus PtL-Importen und heimisch erzeugtem Diesel aus Fischer-Tropsch Anlagen bereitgestellt. Der im Jahr 2050 bereitgestellte Ottokraftstoff beruht zu 100% auf Bioethanolbasis (E85). Der Rückgang der nachgefragten Kraftstoffmenge ist nicht allein auf Effizienzsteigerungen bei den zukünftig verfügbaren Antriebstechnologien zurückzuführen. Vielmehr verdrängen erneuerbare Kraftstoffe die konventionellen Kraftstoffe bis 2050 zunehmend. In Abbildung 5.16 ist links die nachgefragte Menge Wasserstoff im Verkehrssektor und rechts der Strombedarf dargestellt. Während bereits im Jahr 2020 mehr als 6 TWh Strom durch den Schienenverkehr nachgefragt werden, steigt die Nachfrage in den folgenden Jahren nur leicht auf ca. 36 TWh. Diese Nachfrage ist vor allem durch den Einsatz von Elektromobilität im motorisierten Individualverkehr getrieben.

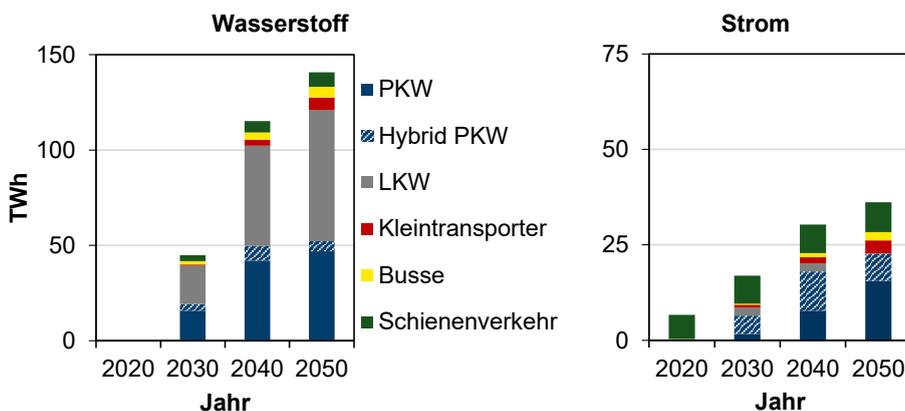


Abbildung 5.16 Entwicklung des Wasserstoff- (links) und Stromverbrauchs (rechts) differenziert nach Transportmitteln bis zum Jahr 2050

Der Einsatz von Wasserstoff im Verkehrssektor steigt bis zum Jahr 2050 auf annähernd 140 TWh an. Haupteinsatzgebiet ist der straßengebundene Gütertransport (75 TWh). Gerade für den Langstrecken-Transport ist aufgrund der höheren Reichweiten die Versorgung mit Wasserstoff den batterieelektrischen Fahrzeugen attraktiver. Außerdem hat durch die integrierte Betrachtung der Sektoren der Einsatz von Wasserstoff weitere systemdienliche Vorteile. Zum einen können Erzeugung und Verbrauch zeitlich voneinander entkoppelt werden und zum anderen ist die Speicherung von Wasserstoff über größere Zeiträume möglich. Aus Gesamtsystemperspektive ist der Einsatz von Wasserstoff im Verkehrssektor eine kosteneffiziente Maßnahme.

5.2.2 Industriesektor

Im folgenden Abschnitt werden die detaillierten Ergebnisse des Industriesektors beschrieben. Wie Abbildung 5.17 zu entnehmen ist, steigt der Endenergiebedarf des Industriesektors von 940 TWh im Jahr 2020 auf ca. 1000 TWh im Jahr 2050 an. Trotz kontinuierlich steigender Güternachfrage steigt der Energieverbrauch nur leicht an. Ursache ist das Ausschöpfen von Effizienzpotenzialen. Diese Grafik beinhaltet sowohl den energetischen (volle Balken) als auch den nicht-energetischen Anteil (schraffierte Balken). Der zu beobachtende Anstieg ist allerdings ausschließlich auf den angenommenen höheren nicht-energetischen Bedarf (70 TWh) in der Chemieindustrie zurückzuführen. Grundsätzlich lässt sich im Zeitverlauf ein erhöhter Biomasseeinsatz erkennen, der, zusammen mit einer steigenden Elektrifizierung und einer zunehmenden Bedeutung von Wasserstoff, die fossilen Energieträger bis 2050 (energetisch gesehen) vollständig ablöst.

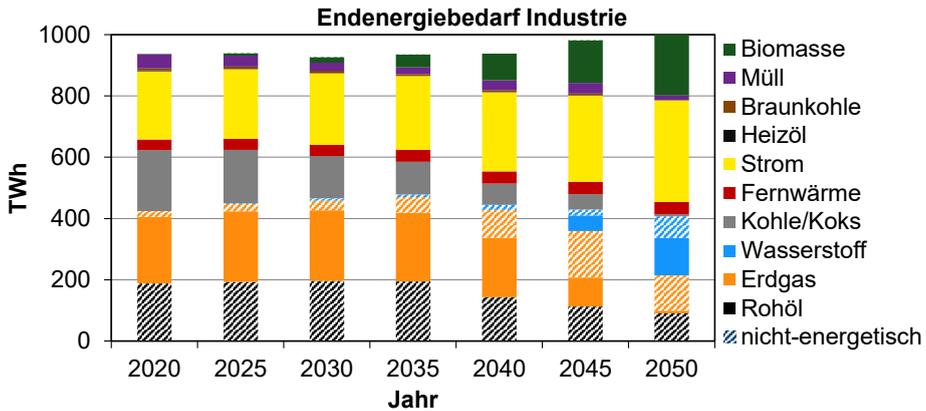


Abbildung 5.17 Entwicklung des Endenergiebedarfs des Industriesektors bis 2050

Die Biomasse wird dabei zum Großteil torrefiziert und als Biokohle und -koks in Industrieöfen zur Erzeugung von Hochtemperaturprozesswärme eingesetzt (vgl. Abbildung 5.18). Nur etwa 50 TWh werden über KWK-Anlagen verfeuert und über Fern- und Nahwärmeleitungen als Niedertemperaturwärme genutzt. Die steigende Elektrifizierung vor allem in der Chemieindustrie (vgl. Abschnitt Chemieindustrie) sorgt für eine um ca. 50% höhere Nachfrage bis zum Jahr 2050 (+ 100 TWh). Extern bereitgestellter Wasserstoff ist ab 2045 eine kosteneffiziente Option und spielt im Jahr 2050 mit 193 TWh eine signifikante Rolle. Etwa 40% der Wasserstoffnachfrage werden nicht-energetisch genutzt (für die Ammoniak- und Methanolsynthese). 60% werden energetisch in der Stahlerzeugung und für die Prozesswärmebereitstellung eingesetzt.

In Abbildung 5.18 ist der Energieträgereinsatz für die Prozesswärmebereitstellung der übrigen, nicht in dieser Arbeit auf Prozessebene untersuchten Industrie, aufgetragen. Bei den Ergebnisdarstellungen der detailliert abgebildeten Industriezweige ist teilweise zusätzlich eine Prozesswärmefachfrage dargestellt, die dementsprechend auch über diesen Energieträgermix bereitgestellt wird. Im Transformationspfad bis zum Jahr 2050 lässt sich ein stark ansteigender Biomasseeinsatz und die Verdrängung der fossilen Energieträger feststellen.

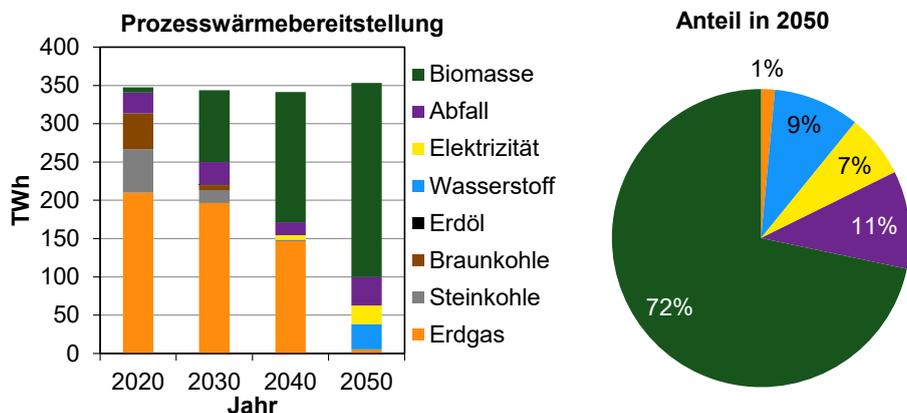


Abbildung 5.18 Entwicklung des Energieträgereinsatzes für die Prozesswärmebereitstellung (links) und der jeweilige Anteil im Jahr 2050 (rechts)

Von der im Jahr 2050 eingesetzten Energiemenge (ca. 350 TWh) machen biogene Energieträger mit 72% den größten Anteil aus. Nachfolgend sind der nicht-erneuerbare Abfall mit 11% und die Verfeuerung von Wasserstoff mit 9% zu nennen. Es lässt sich festhalten, dass der Biomasseeinsatz und die steigende Elektrifizierung kosteneffiziente Maßnahmen zur Transformation des Industriesektors sind. Im Folgenden werden ausgewählte Ergebnisse der detailliert abgebildeten Industriezweige vorgestellt.

Stahlerzeugung

Die Stahlindustrie, als eine der energieintensivsten Industriebranchen, vollzieht bis zum Jahr 2050 eine extreme Transformation. Wie in Abbildung 5.19 ersichtlich, wird die konventionelle Hochofenroute bis zum Jahr 2050 vollständig durch Stahlrecycling und Direktreduktion verdrängt. In den Zwischenjahren löst vor allem die Direktreduktion mit konventionellem Erdgas, bedingt durch den relativ niedrigen Erdgaspreis, die Hochofenroute ab. Der Wegfall von Eigenstromerzeugungsanlagen, die durch Kokerei- und Hochofengas betrieben wurden, lässt den Strombedarf leicht ansteigen. Bis zum Jahr 2050 steigt dieser auf mehr als 25 TWh, was allerdings hauptsächlich auf den Ausbau des Elektrolichtbogenofens zurückzuführen ist, der für die Aufschmelzung des Eisenschwamms aus den Direktreduktionsanlagen benötigt wird. Am Ende der Transformation gewinnt auch die Direktreduktion mit Wasserstoff an Bedeutung. Als einzige Möglichkeit, die CO₂-Emissionen weiter zu reduzieren, wird im Jahr 2050 folglich auf grünen Wasserstoff und zusätzlich auf Biogas gesetzt. Der externe Wasserstoffeinsatz beträgt dann 62 TWh und weitere 21 TWh Biogas werden in den Direktreduktionsanlagen eingesetzt. Der Anteil der zukünftig verfügbaren Schrottmenge ist in diesem Szenario auf den heutigen Stand (ca. 20 Mt) exogen festgesetzt. Allerdings fällt durch den Wegfall der Hochofenroute, in der ein Teil der verfügbaren Stahlschrottmenge (ca. 5 Mt) zur Kühlung der Charge eingesetzt wird, zukünftig zusätzlicher Stahlschrott an, der dementsprechend in Elektrolichtbogenöfen recycelt werden kann.

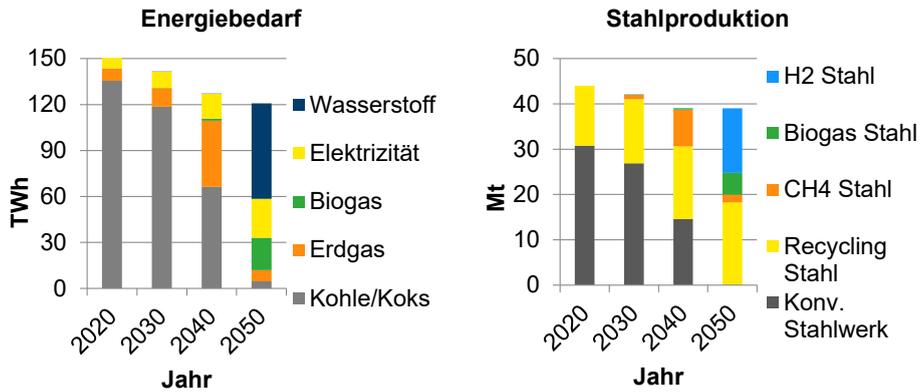


Abbildung 5.19 Entwicklung des Energiebedarfs der Stahlproduktion (links) und der Stahlproduktion nach Verfahren (rechts) bis zum Jahr 2050

Insgesamt setzt sich die Stahlerzeugung im Jahr 2050 zu mehr als 50% aus der Direktreduktion zusammen, die damit eine bedeutende und kosteneffiziente Rolle in der zukünftigen klimafreundlichen Stahlherstellung spielt. Dabei wird der Großteil der Stahlproduktion (ca. 14 Mt) durch den Einsatz von grünem Wasserstoff und 5 Mt durch den Einsatz von Biogas erzeugt.

Zement

Die Zementherstellung zeichnet sich dadurch aus, dass bei der Kalzinierung Prozessemissionen anfallen, für die es aktuell keine Alternativen gibt.

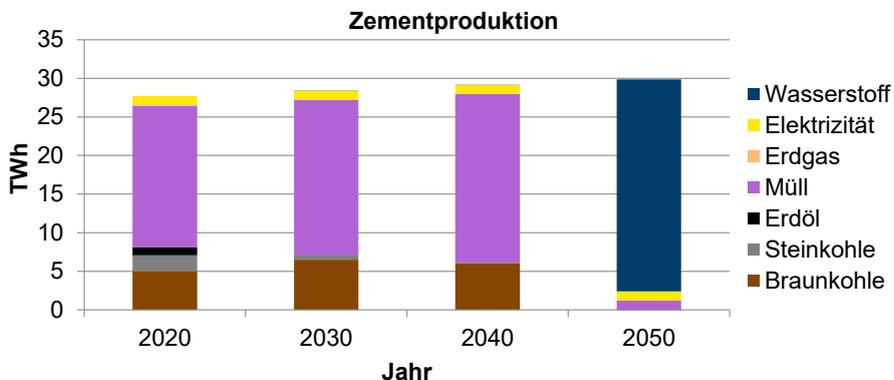


Abbildung 5.20 Entwicklung des Energiebedarfs in der Zementherstellung bis 2050

Da in diesem Szenario keine CO₂-Speicherung erlaubt ist, ist für die CO₂-Minderung in der Zementindustrie lediglich der Wechsel der Energieträger zur Prozesswärmebereitstellung eine Option. Dieser Wechsel wird allerdings erst in den letzten zehn Jahren der Transformation vollzogen (vgl. Abbildung 5.20). Unter der Annahme, dass der Bedarf an Zement in Deutschland steigen wird, erhöht sich auch der Energiebedarf der Zementindustrie. Gleichzeitig wird der Einsatz von fossilen Energieträgern (außer von nicht-erneuerbarem Abfall)

leicht zurückgefahren. Am Ende der Transformation verdrängt schließlich der Einsatz von mehr als 27 TWh Wasserstoff die energetische Verbrennung von Abfällen und den Einsatz fossiler Energieträger in der Zementindustrie vollständig. Der nicht-erneuerbare Abfall wird zur Strom- und Wärmeerzeugung in öffentlichen KWK-Anlagen verfeuert. Es lässt sich festhalten, dass der Einsatz von Wasserstoff zur Herstellung der Prozesswärme auch in der Zementindustrie eine kostengünstige Möglichkeit ist.

Aluminium

Durch den bereits heute schon hohen Grad der Elektrifizierung kommt es während der Transformation bei der Aluminiumherstellung lediglich zu einer Verfahrens Anpassung. Die Kohlenstoffanoden, die beim konventionellen Hall-Heroult-Verfahren eingesetzt werden, werden bis zum Jahr 2050 vollständig durch Anoden aus einem inerten Material ersetzt (Abbildung 5.21). Dieses inerte Material verhindert den Anodenabbrand während der Elektrolyse und damit die Entstehung von CO₂-Emissionen. Dafür steigt allerdings der Strombedarf von 8 TWh im Jahr 2020 auf mehr als 10 TWh im Jahr 2050.

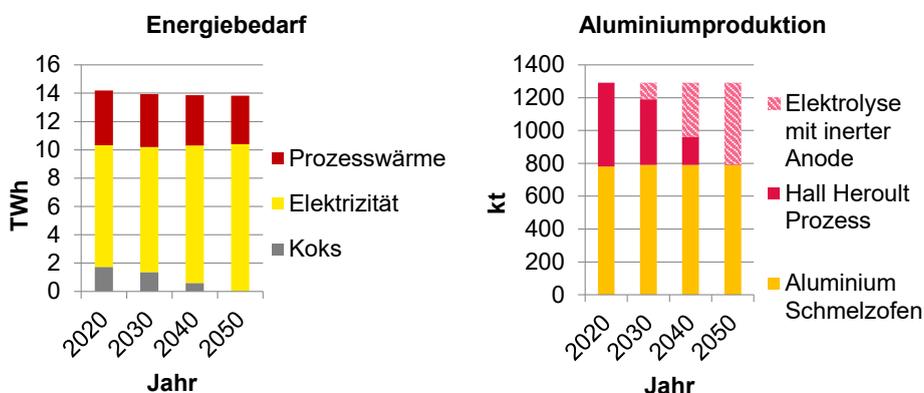


Abbildung 5.21 Entwicklung des Energiebedarfs der Aluminiumproduktion (links) und der Aluminiumproduktion nach Verfahren (rechts) bis zum Jahr 2050

Insgesamt lässt sich feststellen, dass die skizzierten Umstellungen in der Aluminiumindustrie keinen signifikanten Einfluss auf das Gesamtenergiesystem haben. Die stromintensive Aluminiumindustrie profitiert im Laufe der Transformation von einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien bei der Stromerzeugung in Deutschland, der mit geringeren spezifischen CO₂-Emissionen korreliert.

Glas

Die Entwicklung der zukünftigen Glasherstellung ist in Abbildung 5.22 dargestellt. Der hohe Erdgasanteil am Energieträgermix in der Glasherstellung wird bis zum Jahr 2050 fast vollständig durch Strom ersetzt. Durch die effizientere Aufschmelzung der Elektroschmelzwannen liegt der Energiebedarf im Jahr 2050 um ca. 3 TWh unter dem heutigen Energiebedarf, trotz steigender Glasproduktion. Die Erdgasfeuerung nimmt ab der Hälfte des Betrachtungszeitraumes ab und wird durch reine Elektroschmelzen ersetzt. Die Restkapazitäten im Jahr 2050 werden mit Biogas befeuert.

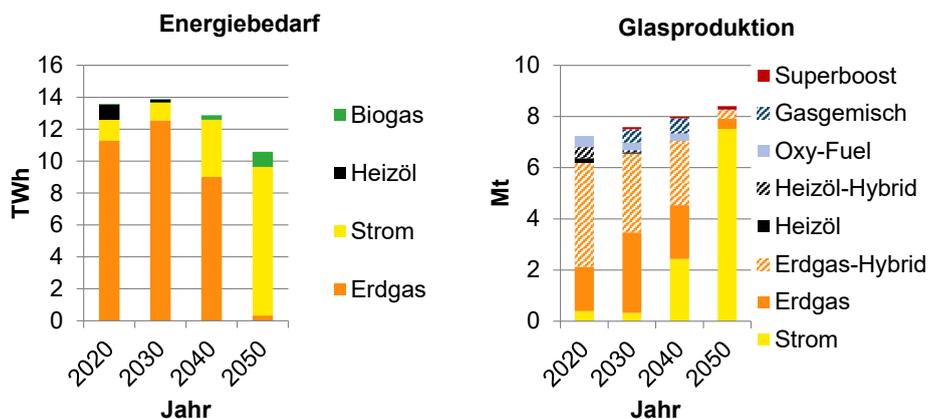


Abbildung 5.22 Entwicklung des Energiebedarfs der Glasproduktion (links) und der Glasproduktion nach Verfahren (rechts) bis zum Jahr 2050

Ein Einsatz von Wasserstoff in der Glasindustrie ist im Szenario *REF95* keine kosteneffiziente Option. Elektroschmelzwannen spielen zukünftig die dominierende Rolle. Da sie bereits heute schon technisch ausgereift sind, liegen die Kosten deutlich niedriger im Vergleich zu Alternativen.

Papierindustrie

Die Papierindustrie gehört mit einem Energiebedarf von mehr als 55 TWh im Jahr 2020 zu den energie-intensiven Industriezweigen in Deutschland. Dabei spielt der Erdgaseinsatz mit 26 TWh die größte Rolle. Zusätzlich zeichnet sich diese Branche aber auch durch einen hohen Anteil biogener Energieträger aus, die als Reststoffe bei der Produktion anfallen. Bis zum Jahr 2050 findet eine zunehmende Zentralisierung der Wärmebereitstellung für die Papierherstellung statt (Abbildung 5.23). KWK-Anlagen, die mit Holz befeuert werden, liefern Prozesswärme für die Papierindustrie. Da aber zusätzlich auch Wärme für die Raumwärme und Warmwasserbereitung des Gebäudesektors bereitgestellt wird, sind die KWK-Anlagen bilanziell unter Fernwärme zusammengefasst.

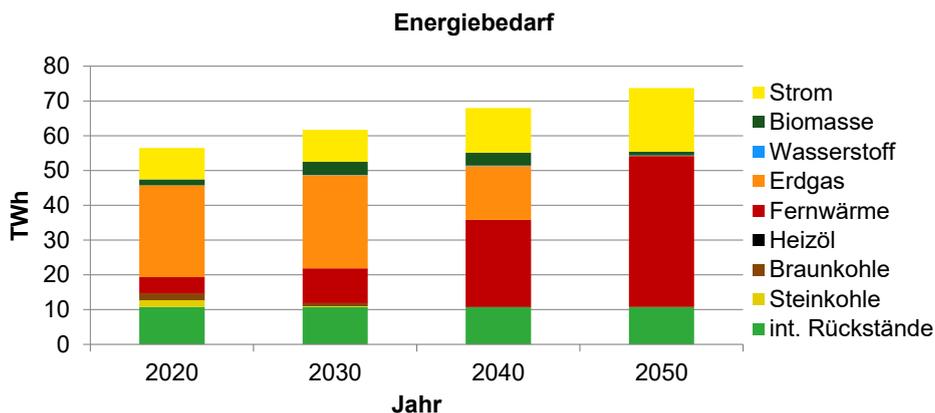


Abbildung 5.23 Entwicklung des Energiebedarfs in der Papierindustrie bis zum Jahr 2050

Zusätzlich zum Einsatz von biogen erzeugter Fernwärme (43 TWh) bezieht die Papierindustrie 18 TWh Strom, was einer Steigerung um ca. 100% bis zum Jahr 2050 entspricht. Insgesamt steigt der gesamte Energiebedarf somit um 30% gegenüber heute.

Ammoniak

Auch bei der Ammoniaksynthese wird von einer steigenden Nachfrage bis zum Jahr 2050 ausgegangen. Damit steigt auch der Energiebedarf von ca. 25 TWh im Jahr 2020 auf 30 TWh im Jahr 2050. Zu Beginn der Transformation wird über die Dampfpreformierung noch das klassische Haber-Bosch-Verfahren eingesetzt. Später steigt allerdings der Anteil extern bereitgestellten Wasserstoffs kontinuierlich an (vgl. Abbildung 5.24). Während zu Beginn der Transformationsphase der benötigte Wasserstoff für die Ammoniak-Synthese über Erdgas und die Dampfpreformierung bereitgestellt wird, erfolgt bis zum Jahr 2050 ein Wechsel fast vollständig hin zu grünem Wasserstoff.

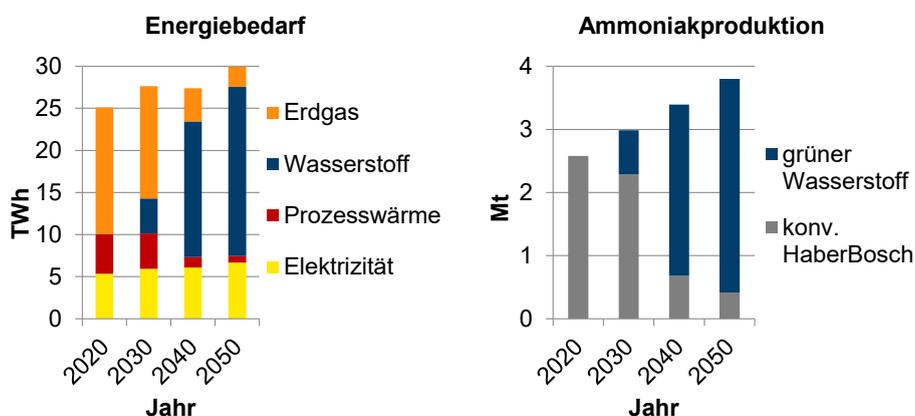


Abbildung 5.24 Entwicklung des Energiebedarfs der Ammoniakproduktion (links) und der Ammoniakproduktion nach Verfahren (rechts) bis zum Jahr 2050

Der Grund für den Wechsel sind die anfallenden CO₂-Emissionen bei der Dampfpreformierung, die so vermieden werden können. Ansonsten handelt es sich hierbei allerdings um einen nicht-energetischen Erdgas- bzw. zukünftig auch Wasserstoffeinsatz, der somit keine CO₂-Emissionen verursacht.

Methanol

Gleiches gilt auch für die Methanolsynthese. Die Entwicklung des Energiebedarfs ist in Abbildung 5.25 aufgeführt. Hierbei ist allerdings anzumerken, dass der erhöhte Energiebedarf keinesfalls nur auf eine erhöhte exogen vorgegebene Nachfrage zurückzuführen ist. Vielmehr führt eine Verfahrensumstellung bei der Herstellung von hoch-veredelten Chemikalien dazu, dass endogen mehr Methanol benötigt wird (vgl. Abbildung 5.25). Im Jahr 2020 sind vor allem Erdgas (5 TWh) und Schweröl (6 TWh) die wichtigsten Energieträger. Für die zukünftig steigende Methanolfachfrage (exogen und endogen) verliert der Einsatz von Schweröl zugunsten von Erdgas zunehmend an Bedeutung. Auch hierbei handelt es sich um einen nicht-energetischen Erdgaseinsatz, der über die Dampfpreformierung zu Wasserstoff umgewandelt wird. Erst in den letzten fünf Jahren der Transformation wird auch der

Einsatz von externem grünem Wasserstoff kosteneffizient. Mehr als 50 TWh Wasserstoff werden im Jahr 2050 für die Methanolsynthese benötigt.

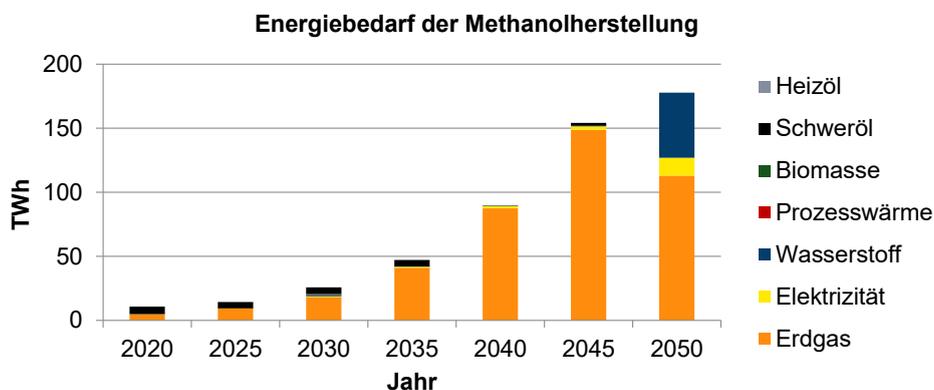


Abbildung 5.25 Entwicklung des Energiebedarfs in der Methanolherstellung bis zum Jahr 2050

Verantwortlich für diesen signifikant ansteigenden Methanolbedarf ist das zukünftig verfügbare Methanol-to-Olefins Verfahren, was sich aus Abbildung 5.26 erkennen lässt. Mehr als 90% des im Jahr 2050 produzierten Methanols wird in diesem Verfahren zu hoch-veredelten Chemikalien weiterverarbeitet. Nur etwa 1,6 Mt Methanol werden als Grundchemikalie für andere Zwecke verwendet. Dabei fällt ein zusätzlicher Strombedarf von 10 TWh an, den das Energiesystem insgesamt bereitstellen muss.

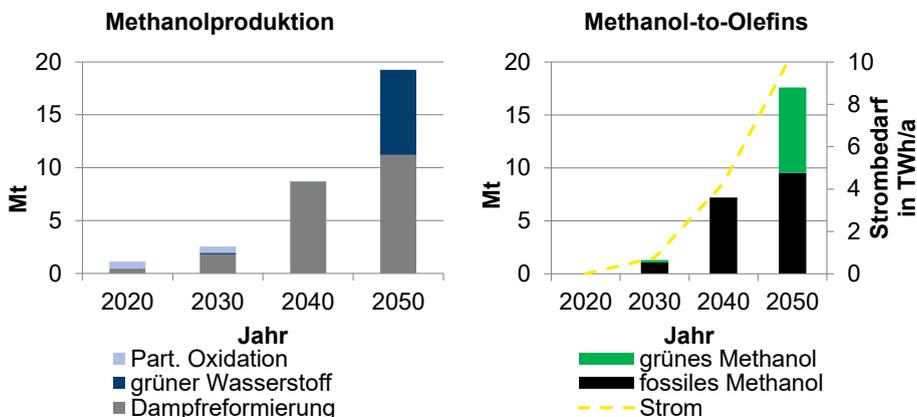


Abbildung 5.26 Entwicklung der Methanolproduktion (links) und des Methanoleinsatzes für die Methanol-to-Olefins Route (rechts) bis zum Jahr 2050

Naphtha und Kunststoff

Konventionell werden Kunststoffe in Deutschland hauptsächlich aus Naphtha gewonnen, welches in Steam Crackern zu hoch-veredelten Chemikalien aufgespalten wird. Im Jahr 2020 werden mehr als 12 Mt Kunststoffe nachgefragt, die ausschließlich über die Naphtha-Route produziert werden (vgl. Abbildung 5.27). Da bei konventionellen Steam Crackern

allerdings Reststoffe bei der Aufspaltung von Naphtha für die Prozesswärmebereitstellung verfeuert werden, entstehen CO₂-Emissionen. Diese Emissionen werden mit dem Methanol-to-Olefins Verfahren reduziert. Bis zum Jahr 2050 werden ungefähr 50% der Primärkunststoffe auf diese Weise gewonnen. Weitere 16% werden über das Recycling von Kunststoffabfällen wieder zurückgewonnen (grünes Naphtha).

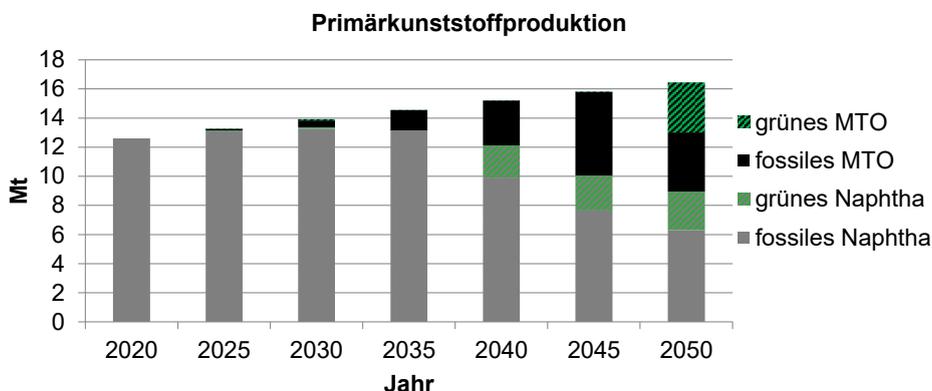


Abbildung 5.27 Entwicklung der Primärkunststoffproduktion bis zum Jahr 2050

Trotzdem lässt sich festhalten, dass trotz einer stringenten Reduktion der CO₂-Emissionen immer noch etwa zwei Drittel der produzierten Kunststoffe auf fossiler Rohstoffbasis beruhen. Dies lässt erkennen, dass eine Treibhausgasminierungsstrategie nicht zwingend auch Defossilisierung bedeutet.

Die Entwicklung der Naphthaproduktion, sowie der Energiebedarf der Steam Cracker sind in Abbildung 5.28 aufgeführt. Es ist zu beobachten, dass durch den vermehrten Einsatz der Methanol-to-Olefins Route und des Recyclings von Kunststoffabfällen die Gesamtproduktion auf etwa 50% abnimmt. Der Energieträgereinsatz zur Herstellung von Naphtha bleibt allerdings auch bis zum Jahr 2050 unverändert auf Rohölbasis.

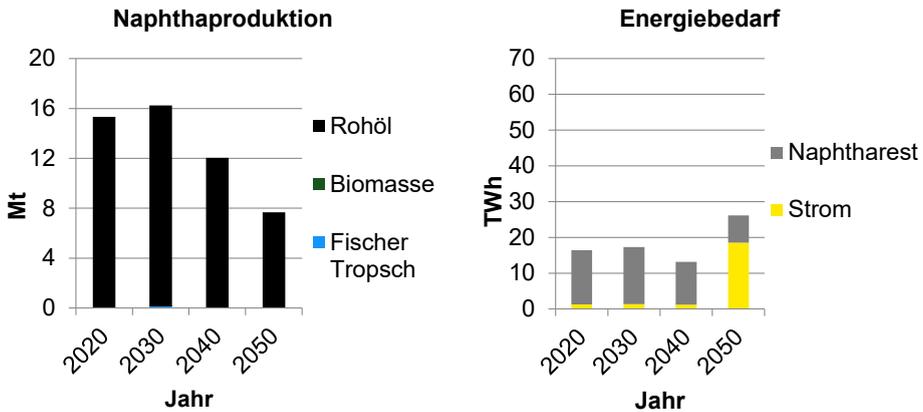


Abbildung 5.28 Entwicklung der Naphthaproduktion (links) und des Energiebedarfs für den Steam Cracker (rechts) bis zum Jahr 2050

Dadurch sinkt im zeitlichen Verlauf zunächst auch der Energiebedarf des Steam Crackers. Bis zum Jahr 2050 wird bei der Prozesswärmebereitstellung allerdings auf elektrisch betriebene Heizer umgerüstet, sodass ein zusätzlicher Strombedarf von ca. 20 TWh entsteht.

Im Jahr 2020 wird etwas mehr als die Hälfte des aktuell anfallenden Plastikabfalls zur Strom- und Wärmeenergiegewinnung verfeuert. Etwa 2,9 Mt werden mechanisch recycelt und so dem Stoffkreislauf zurückgeführt und nur ein geringer Teil wird deponiert. Ab 2040 wird anstatt der Verfeuerung zunehmend auf ein chemisches Recycling gesetzt, bei dem Pyrolyseöle gewonnen werden, die als Substitut für Naphtha im Steam Cracker wieder zu neuem Kunststoff aufgespalten werden können. Mehr als 60% (6,3 Mt) des Kunststoffabfalls werden auf diese Weise verwertet.

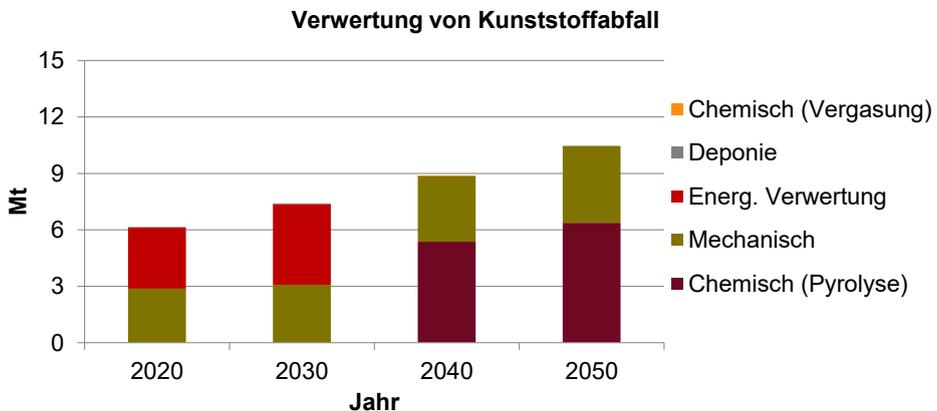


Abbildung 5.29 Entwicklung der Verwertung von Kunststoffabfall bis zum Jahr 2050

Für die Grundstoffchemie lässt sich zusammenfassen, dass bereits im Szenario *REF95* vermehrt auf grünen Wasserstoff und eine zunehmende Elektrifizierung gesetzt wird. Der Einsatz von Wasserstoff und vor allem das Methanol-to-Olefins Verfahren können als kosteneffiziente Maßnahmen identifiziert werden, die für die CO₂-Minderung im Kontext des

Gesamtenergiesystems von großer Bedeutung sind. Allerdings ist festzuhalten, dass der Einsatz fossiler Rohstoffe noch beträchtlich ist und Treibhausgasminderung nicht mit einer Defossilisierung einhergeht.

Wasserstoffbedarf des Industriesektors

Abschließend ist in Abbildung 5.30 die gesamte Wasserstoffnachfrage der Industrie branchenspezifisch aufgeteilt dargestellt. Dabei können mit der Stahlproduktion und Methanolsynthese die zwei Branchen mit der größten Nachfrage identifiziert werden. Fast ein Drittel der industriellen Wasserstoffnachfrage fällt mit 62,2 TWh auf die Stahlerzeugung. Der Einsatz erfolgt dabei in den Direktreduktionsanlagen zur Eisenschwammproduktion. Mit 51 TWh (nicht-energetisch) benötigt die Methanolsynthese im Jahr 2050 mehr als 25% der gesamten Nachfrage.

Wasserstoffbedarf des Industriesektors in 2050

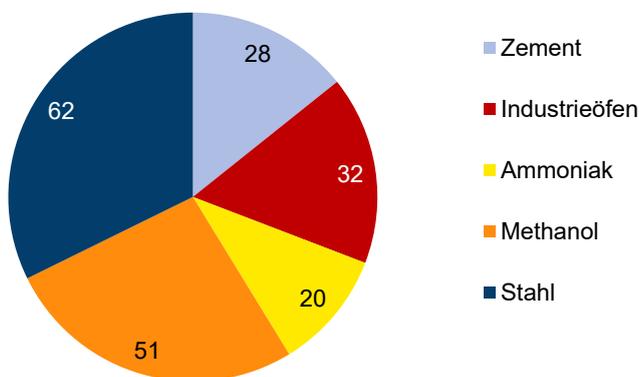


Abbildung 5.30 Wasserstoffbedarf des Industriesektors sektoral aufgeteilt im Jahr 2050

Die Zementindustrie benötigt 28 TWh Wasserstoff für die Prozesswärmebereitstellung, die aufgrund ihrer bedeutenden Menge in der Grafik separat aufgeführt wird. Weitere 32 TWh werden für die Prozesswärmebereitstellung der übrigen Industrie in Industrieöfen benötigt. Auch das Haber-Bosch-Verfahren benötigt im Jahr 2050 ca. 20 TWh grünen Wasserstoff (nicht-energetisch). Zusammenfassend lassen sich die Stahlindustrie, durch ihren energetischen Bedarf, und die Methanolsynthese, durch ihren nicht-energetischen Bedarf, als die zwei bedeutendsten Branchen für die zukünftige Wasserstoffnachfrage feststellen.

5.2.3 Systemkosten der Transformation

Im Folgenden werden die Kosten der Transformation analysiert. Die Kostenanalyse erfolgt auf der Basis von Vergleichs- bzw. Mehrkosten. Als Vergleichsbasis wird ein sogenanntes Business-as-Usual Szenario (BaU-Szenario) definiert. Hierbei wird angenommen, dass heute eingeleitete Entwicklungen (z.B. Kohleausstieg, Kernenergieausstieg, etc.) fortgeschrieben werden. Darüber hinaus werden im Zuge der üblichen Lebensdauerzyklen ältere Techniken durch neue Techniken ersetzt. Hierbei wird der autonome Fortschritt (z.B. Effizienzverbesserungen) berücksichtigt. Im Vergleich zum zuvor vorgestellten Referenzszenario (REF95), werden die Ziele der Treibhausgasminderung deutlich moderater gesetzt. In Anlehnung an aktuelle Studien ([13,211]) wird davon ausgegangen, dass eine im Sinne von Business-as-Usual fortgeschriebene Entwicklung zu einer CO₂-Minderung von 60% bis

zum Jahr 2050 führt. Das BaU-Szenario wird ausschließlich für die Analyse des Kostenvergleichs verwendet.

Wie aus Abbildung 5.31 ersichtlich, haben der Umwandlungssektor und der Einsatz erneuerbarer Energieträger den größten Anteil an den Mehrkosten über die Transformation im Vergleich zu einem BaU-Szenario. Im Jahr 2050 verursacht der Umwandlungssektor Mehrkosten in Höhe von 55 Mrd. €/a, für die der Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung ursächlich ist. Die Mehrkosten durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger im Jahr 2050 (28 Mrd. €/a) sind hauptsächlich auf den Import von Wasserstoff zurückzuführen. Die Mehrkosten des Verkehrssektors, die im Jahr 2050 ca. 16 Mrd. €/a betragen, sind durch die Umstellung der Fahrzeugflotte auf die neuen Antriebstechnologien (BZ-Fahrzeug, batterieelektrisches Fahrzeug, etc.) verursacht. Im Gebäudesektor sind die Mehrkosten durch einen erhöhten Ausbau von Wärmepumpen und eine höhere energetische Sanierungsrate begründet.

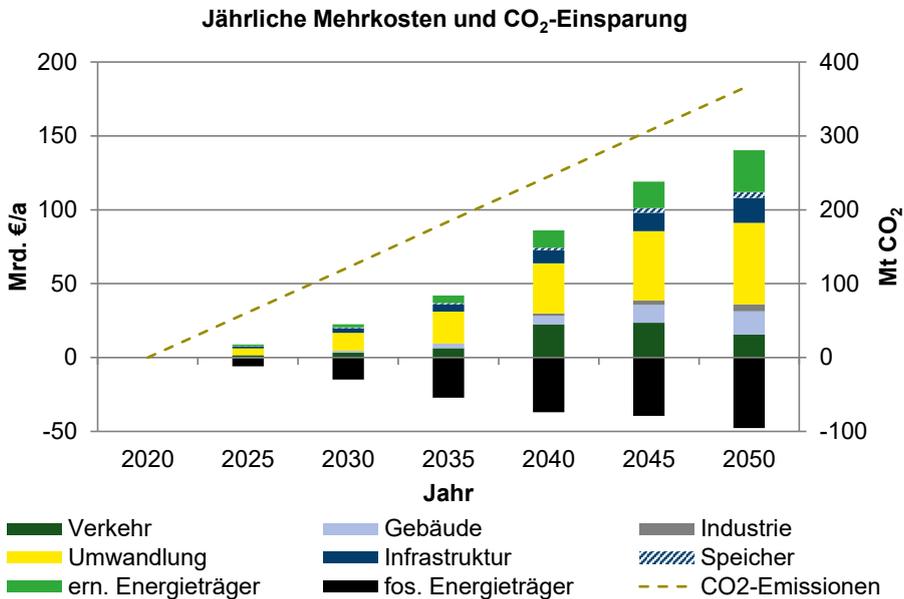


Abbildung 5.31 Entwicklung der jährlichen Mehrkosten und der eingesparten CO₂-Emissionen im Vergleich zum BaU-Szenario bis zum Jahr 2050

Auf der anderen Seite bewirkt der Rückgang des fossilen Energieträgereinsatzes eine Ersparnis der jährlichen Kosten von 48 Mrd. €/a im Jahr 2050, die die gesamten jährlichen Mehrkosten im Jahr 2050 auf 93 Mrd. €/a reduziert. Zusätzlich ist die jährliche CO₂-Einsparung gegenüber einer Transformation hin zu einer 60%-Reduktion im Jahr 2050 aufgetragen. Daraus lassen sich spezifische CO₂-Vermeidungskosten berechnen, die in Tabelle 5.3 zu finden sind.

Tabelle 5.3 Ausgewählte Systemkosten im Vergleich zu einem BaU-Szenario (-60%)

	<i>REF95</i>
Kumulierte Mehrkosten über 30 Jahre	664 Mrd. €
Kumulierte CO₂-Einsparung über 30 Jahre	5699 Mt CO ₂
Mittlere spez. CO₂-Vermeidungskosten von 2020-2050	116 €/t CO ₂
Mittlere spez. CO₂-Vermeidungskosten im Jahr 2050	251 €/t CO ₂
Grenzvermeidungskosten im Jahr 2050	643 €/t CO ₂

Die kumulierten diskontierten Mehrkosten über den gesamten Transformationspfad von 30 Jahren liegen bei 673 Mrd. €. Im gleichen Zeitraum werden ca. 5700 Mt CO₂ vermieden, wodurch sich mittlere CO₂-Vermeidungskosten von 116 €/t CO₂ ergeben. Allein im Jahr 2050 liegt dieser Wert mit 251 €/t CO₂ mehr als doppelt so hoch. Die Grenzvermeidungskosten, welche die Kosten der letzten vermiedenen Tonne CO₂ beschreiben, betragen im Jahr 2050 ca. 643 €/t CO₂. Angelehnt an Lopion et al. [218] wird von einem Anstieg des Bruttoinlandsprodukts (BIP) bis zum Jahr 2050 von 50% ausgegangen. Werden die Mehrkosten im Jahr 2050 auf das angenommene BIP des entsprechenden Jahres bezogen, beträgt der Anteil etwa 1,8% des BIP. Wie aus Abbildung 5.32 deutlich wird, steigen die Mehrkosten insbesondere in der zweiten Hälfte des Transformationspfades an, was vor allem auf die stringenteren CO₂-Reduktionsziele zurückzuführen ist. Ein wesentlicher Teil der Mehrkosten ist auf den forcierten Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung zurückzuführen.

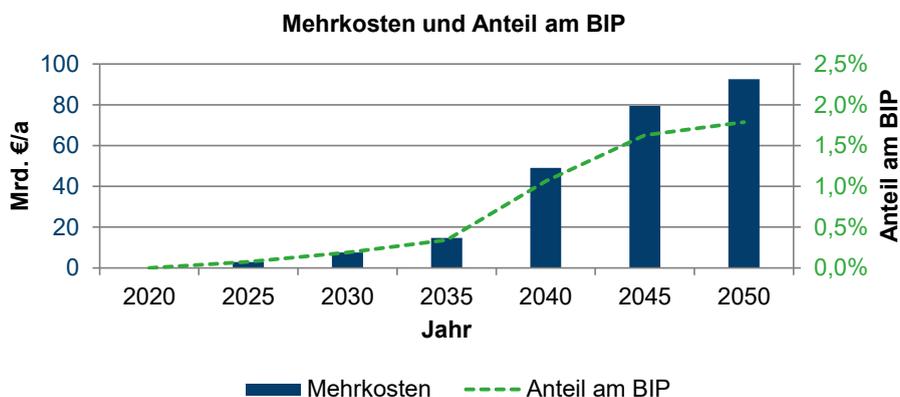


Abbildung 5.32 Entwicklung der jährlichen Mehrkosten und des korrespondierenden Anteils am BIP

Wie sich die Mehrkosten auf die Preise von Industriegütern auswirken, lässt sich anhand der vom Modell endogen berechneten Schattenpreise ablesen. Hierbei ist zu beachten, dass im Modell keine Steuern, Subventionen etc. gesetzt werden und ein Vergleich mit den heute üblichen realen Preisen nicht möglich ist.

In Abbildung 5.33 ist die Entwicklung der Schattenpreise, indiziert auf das Jahr 2020, für ausgewählte Industriegüter abgebildet. Bei fast allen Gütern lässt sich eine Steigerung der

Schattenpreise erkennen. Insbesondere die Schattenpreise für Stahl erhöhen sich um mehr als das Doppelte. Dies liegt zum einen an der kostenintensiven Verfahrensumstellung hin zur Direktreduktion und zum anderen an den im Vergleich zu Kohle/Koks hohen Wasserstoffgestehungskosten (0,13 €/kWh im Jahr 2050). Auch die Schattenpreise für die Ammoniak- und Methanolherstellung erhöhen sich um den Faktor 1,7 und 1,4 im Vergleich zum Jahr 2020. Auch hier sind vor allem die hohen Wasserstoffkosten der Treiber. Für Glas und Aluminium erhöhen sich die Schattenpreise, vor allem durch höhere Stromkosten, im Jahr 2050 lediglich um den Faktor 1,3.

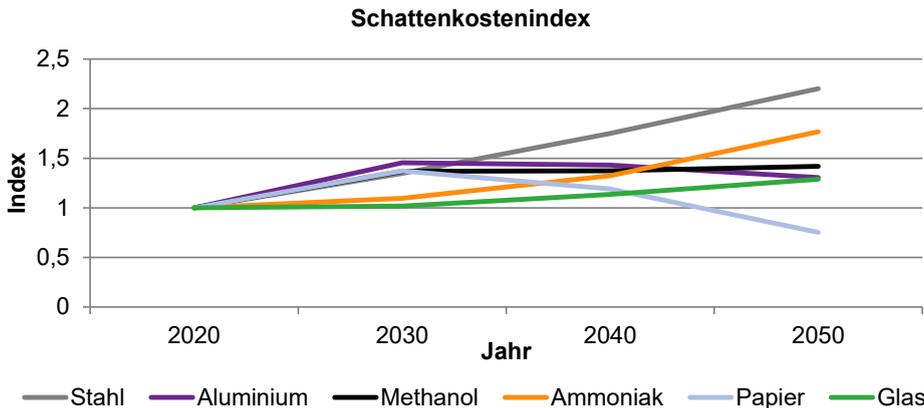


Abbildung 5.33 Entwicklung des Schattenkostenindex bis 2050 für ausgewählte Industriegüter (2020=1)

Bei der Papierherstellung kann bis zum Jahr 2050 sogar eine Reduktion der Schattenpreise um 25% beobachtet werden. Diese ist darauf zurückzuführen, dass durch die Zentralisierung der Prozesswärmeerzeugung die gesamtwirtschaftlichen Kosten für die Wärmebereitstellung günstiger werden. Zusätzlich werden auch keine neuen Verfahren ausgebaut, die zu einem Anstieg der Produktionskosten führen könnten.

5.2.4 Modellvalidierung und Einordnung in die Literatur

Für die Validierung der Modellergebnisse werden in diesem Abschnitt die Ergebnisse des Jahres 2020 mit den statistischen Werten für Deutschland verglichen. Anschließend werden die Modellergebnisse mit aktuellen Studien verglichen und in den Kontext der wissenschaftlichen Literatur eingeordnet. Validiert werden sowohl der Primärenergieverbrauch (vgl. Abbildung 5.34) als auch der Endenergiebedarf der Industrie (vgl. Abbildung 5.35). Zu beachten ist, dass die Modellergebnisse jeweils mit den statistischen Werten des Jahres 2019 verglichen werden. Zum einen, weil zum Zeitpunkt der Verfassung dieser Arbeit noch keine detaillierten Ergebnisse für den Industriesektor für das Jahr 2020 vorliegen, zum anderen, weil die Auswirkungen der Corona-Pandemie des Jahres 2020 eine Validierung verfälscht hätte.

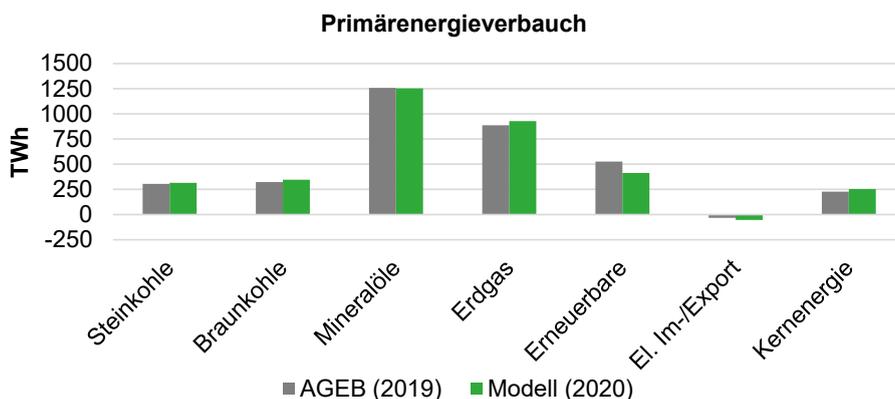


Abbildung 5.34 Vergleich des Primärenergieverbrauchs im Jahr 2020 des Modells mit statistischen Werten der AGEb [22] im Jahr 2019

Der aus dem Modell generierte Primärenergieverbrauch liegt für das Jahr 2020 bei 3506 TWh und damit ca. 1,2% unter dem tatsächlichen Wert von 3550 TWh, den die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEb) angibt [22]. Die wichtigsten Energieträger sind in Abbildung 5.34 aufgetragen. Der größte Unterschied ist beim Einsatz erneuerbarer Energieträger und Erdgas festzustellen. Dabei ist die Differenz bei den Erneuerbaren durch einen geringeren Biomasseeinsatz zu erklären. Grund dafür sind Substitutionseffekte, die im Modell nicht berücksichtigt sind. Ausgeglichen wird dieses Defizit durch einen höheren Erdgaseinsatz. Insgesamt lassen sich die Ergebnisse über alle Energieträger jedoch als hinreichend genau bestimmen.

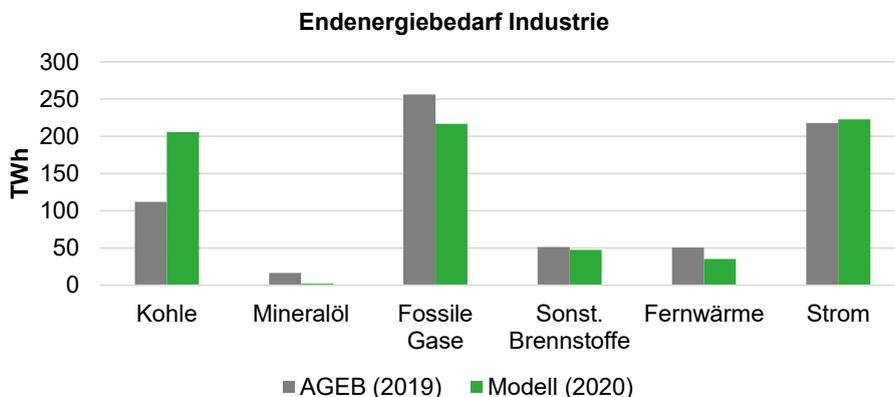


Abbildung 5.35 Vergleich des industriellen Endenergiebedarfs im Jahr 2020 des Modells mit statistischen Werten der AGEb [22] im Jahr 2019

Bei der Validierung des Endenergiebedarfs des gesamten Industriesektors ist über alle Sektoren mit einer Abweichung von lediglich 3,4% (+26 TWh) eine ausreichende Genauigkeit gegeben. Bei einem energieträgerspezifischen Vergleich sind jedoch signifikante Unterschiede festzustellen. Die Ursache hierfür ist bilanztechnischer Natur. So ist der höhere Kohleeinsatz des Modells darauf zurückzuführen, dass die AGEb die Umwandlung von

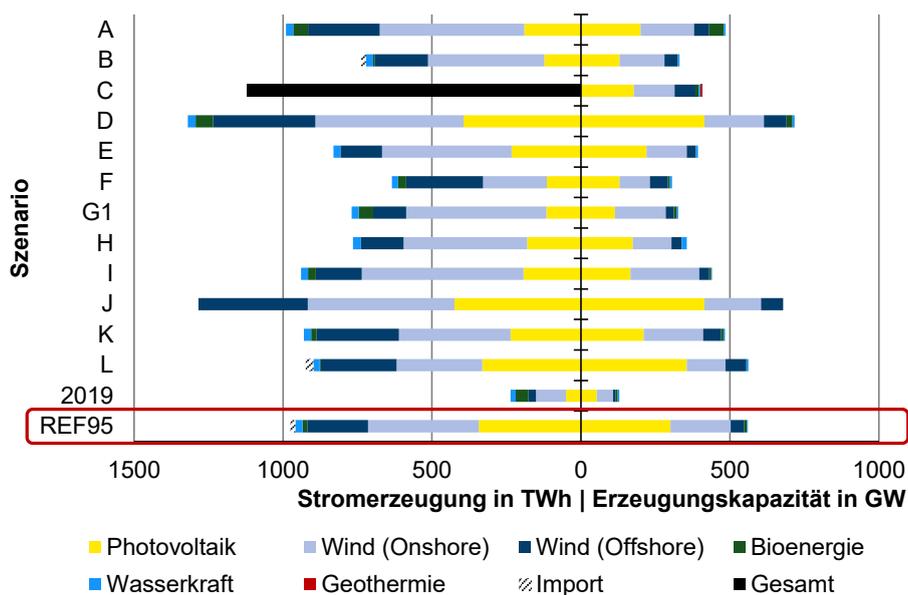
Kohle zu Koks in den Kokereien dem Energiesektor zuschlägt und nicht dem Industriesektor. Durch die Implementierung von integrierten Stahlwerken im Modell (inklusive Kokerei) fällt die Kohle-zu-Koks Umwandlung im Industriesektor an. Insgesamt werden ca. 95 TWh Kohle zu Koks umgewandelt und fast vollständig in der Stahlindustrie eingesetzt. Abzüglich dieser 95 TWh würden im Modell 110 TWh Kohle eingesetzt und damit lediglich 1,4% weniger als statistisch erfasst (112 TWh). Dies ist auch der Grund, warum der Einsatz fossiler Gase im Modell niedriger erscheint als die statistischen Werte der AGEBA erkennen lassen. Kokereigase in Höhe von 18 TWh sind im Modell bereits über den höheren Kohleeinsatz erfasst. Inklusiv dieser Energiemenge verringert sich die Abweichung beim Einsatz fossiler Gase auf lediglich 20 TWh. Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Bilanzierungsansätze, lässt sich auch für den Industriesektor eine hinreichende Genauigkeit feststellen.

Einordnung des Referenzszenarios in die Literatur

Die Einordnung in die wissenschaftliche Literatur erfolgt durch den Vergleich mit kürzlich veröffentlichten Studien, die bereits in Kapitel 3.2 vorgestellt wurden. Dabei werden die Ergebnisse zu installierten Leistungen der Stromerzeugung sowie der Energieträgereinsatz in der Industrie im Jahr 2050 gegenübergestellt. Für einen Vergleich werden nur die Projektionen der zuvor vorgestellten Studien herangezogen, in denen eine Treibhausgasreduktion von mindestens 95% bis zum Jahr 2050 angenommen wird.

Stromerzeugung

In Abbildung 5.36 sind die installierte Leistung (rechts) sowie die Stromerzeugung (links) für ausgewählte 95%-Szenarien im Jahr 2050 dargestellt. Das Referenzszenario (*REF95*) dieser Arbeit ist mit der ID „*REF95*“ bezeichnet und rot umrandet. Über alle Studien, die kürzlich erschienen sind, lässt sich beobachten, dass Photovoltaik- und Windenergieanlagen die entscheidenden Technologien für die zukünftige Stromerzeugung im Jahr 2050 sind. Dabei liegt die mittlere installierte Leistung für Photovoltaik bei 226 GW, für Onshore-Wind bei 163 GW und für Offshore-Wind bei 53 GW. Damit liegt das Szenario *REF95* dieser Arbeit etwas über den Mittelwerten für PV (300 GW) und Onshore-Wind (202 GW) und leicht unter dem für Offshore-Wind (44 GW). Allerdings werden im Szenario *REF95* nicht die Maximalwerte der installierten Leistung für PV (415 GW), Onshore-Wind (231 GW) und Offshore-Wind (76 GW) berührt. Auch bei der tatsächlichen Stromerzeugung im Jahr 2050 liegen die Werte des Szenario *REF95* nah an den Mittelwerten für Onshore-Wind (419 TWh) und Offshore-Wind (224 TWh). Lediglich die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen ist mit 342 TWh höher als der mittlere Wert (231 TWh). Allerdings liegt auch hier dieser Wert deutlich unter dem Maximalwert für die Stromerzeugung aus PV (425 TWh). Festzuhalten ist, dass das Szenario *REF95* gleichartige Werte für die Stromerzeugung im Jahr 2050 ausgibt und gerade im Vergleich zu den neueren Szenarien (Veröffentlichung in den letzten drei Jahren) sehr ähnliche Werte aufweist.



ID	Jahr	Studie	Quelle
A	2014	Geschäftsmodell Energiewende	[200]
B	2015	Klimaschutzszenario 2050	[201]
C	2016	Die Energiewende nach COP 21	[205]
D	2016	Sektorkopplung durch die Energiewende	[206]
E	2017	Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten	[209]
F	2018	Klimapfade für Deutschland	[13]
G1, G2	2018	dena-Leitstudie Integrierte Energiewende	[211]
H	2019	Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten	[212]
I	2019	Wege für die Energiewende	[38]
J	2020	Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem	[214]
K	2020	Wasserstoff-Roadmap Nordrhein-Westfalen	[215]
L	2020	Klimaneutrales Deutschland	[39]
2019	2019	AGEB Energiebilanzen	[23]
REF95	2021	Eigenes Referenzszenario REF95	

Abbildung 5.36 Stromerzeugung und Erzeugungskapazität für ausgewählte 95%-Szenarien im Jahr 2050

Industriesektor

Zusätzlich wird auch der Endenergiebedarf des Industriesektors aus den 95%-Szenarien und dem Szenario REF95 dieser Arbeit miteinander verglichen (vgl. Abbildung 5.37). Über alle Szenarien hinweg liegt der mittlere Wert für den gesamten Endenergiebedarf der Industrie im Jahr 2050 bei 657 TWh. Mit 724 TWh liegt das Szenario REF95 damit etwas höher als der Durchschnitt. Dass dieser so niedrig ist, lässt sich vor allem durch die älteren Szenarien erklären, in denen anstelle von neuen Verfahren, die zukünftig im Industriesektor einen Beitrag zur Treibhausgasminderung spielen könnten, häufig nur die Energieeffizienz

und damit die Verringerung des Endenergiebedarfs als Option zur Verfügung steht. Als niedrigster Wert wird in der Studie *Klimaschutzszenario 2050* des Öko-Instituts [201] ein Wert von ca. 400 TWh für das Jahr 2050 angegeben. In diesem nicht kostenoptimalen Szenario wurde außerdem exogen die nachgefragte Gütermenge reduziert, um eine zukünftig stärkere Kreislaufwirtschaft zu simulieren, was zu einer geringeren Endenergienachfrage bis zum Jahr 2050 führt.

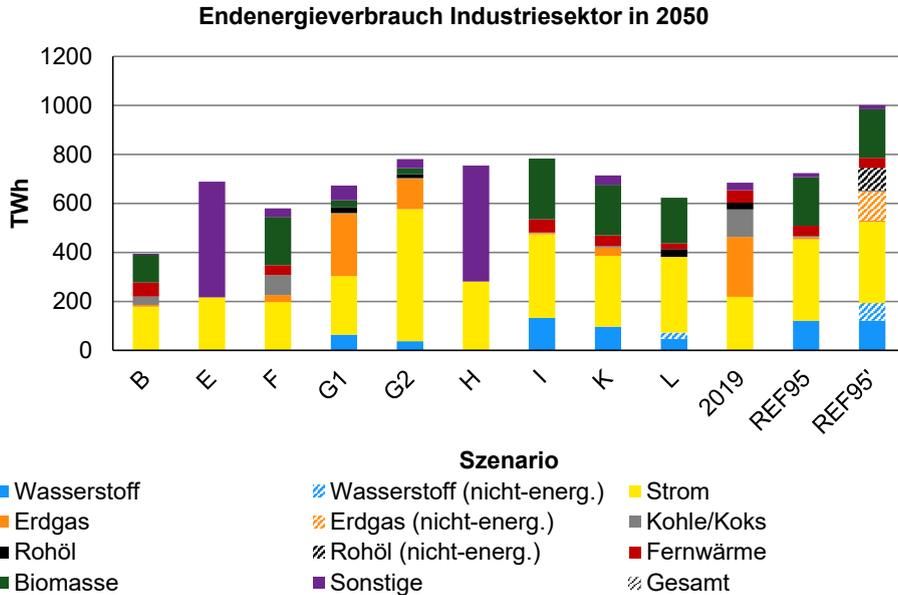


Abbildung 5.37 Vergleich des Endenergieverbrauchs des Industriesektors für ausgewählte 95%-Szenarien im Jahr 2050 (Abkürzung der Szenarien aus Abbildung 5.36)

Auffällig ist auch, dass der Einsatz von Wasserstoff erst in den neueren Studien auftaucht. Dies kann aber auch dadurch begründet werden, dass der Industriesektor in den älteren Szenarien noch relativ rudimentär abgebildet wurde und so eine Umstellung auf Verfahren, in denen Wasserstoff eingesetzt werden könnte, gar nicht als Option zur Verfügung stand. Folglich liegt das Szenario *REF95* mit 122 TWh Wasserstoffeinsatz (energetisch) deutlich über dem Mittelwert von 42 TWh. Allerdings ist auch hier ersichtlich, dass sich das Szenario *REF95* gut in die neueren Studien einfügt. Des Weiteren lässt sich über alle Szenarien ein Trend zur Elektrifizierung und (besonders in den neueren Studien) der Einsatz von biogenen Energieträgern als signifikant für die Transformation des Industriesektors identifizieren.

Zusätzlich zum energetischen Bedarf werden in dem Szenario *REF95* auch der nicht-energetische Bedarf von Wasserstoff, Erdgas und Rohöl ausgewiesen (dargestellt unter *REF95i*). Im Vergleich zu den anderen Szenarien ist anzumerken, dass die meisten Szenarien keinen nicht-energetischen Bedarf berücksichtigen oder ihn nicht explizit ausgewiesen haben. Teilweise wird in den Szenarien der dena-Leitstudie (G1, G2) [211] und der Studie *Klimaneutrales Deutschland* (L) [39] der nicht-energetische Bedarf berücksichtigt, sodass sich ein Vergleich mit diesen Szenarien am ehesten eignet. Dabei lässt sich feststellen, dass das Szenario *REF95* dieser Arbeit einen deutlich höheren Endenergiebedarf ausweist. Ein Grund hierfür ist, dass im Szenario L eine Reduktion der produzierten Menge

an hoch-veredelten Chemikalien um 40% angenommen wird (im Gegensatz zu einer Steigerung der Produktion um 35% im Szenario *REF95*), von denen mehr als 60% recycelt werden und nicht primär hergestellt werden müssen. Da die Produktion von hoch-veredelten Chemikalien der Haupttreiber für den nicht-energetischen Bedarf ist, lässt sich durch die unterschiedlichen Annahmen zur zukünftigen Nachfrage der Unterschied im Endenergieverbrauch erklären. Außerdem wird im Szenario L eine Treibhausgasreduktion um 100% vorgegeben, sodass ein exakter Vergleich mit einem 95%-Szenario schwierig ist. Unter Berücksichtigung des nicht-energetischen Bedarfs unterscheidet sich das Szenario *REF95* dieser Arbeit von den meisten anderen Studien. Damit zeigt sich zum einen der große Einfluss des nicht-energetischen Sektors auf das Energiesystem und zum anderen die Notwendigkeit einer detaillierten Abbildung dieses Sektors.

5.2.5 Zusammenfassung und Diskussion

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse des Szenarios *REF95* beschrieben, die in den folgenden Kapiteln als Vergleichsbasis herangezogen werden. Das Szenario *REF95* beschreibt dabei eine Transformation des Energiesystems bis zum Jahr 2050 unter Berücksichtigung einer Treibhausgasreduktion um 95%, die kostenoptimal berechnet wird.

Dabei werden zunächst die Ergebnisse des Gesamtenergiesystems beschrieben. Die einzelnen Sektoren sind unterschiedlich stark für das Einhalten der exogen vorgegebenen CO₂-Ziele für die Zwischenjahre und das Jahr 2050 verantwortlich. Es lässt sich beobachten, dass die Vermeidungskosten im Umwandlungssektor im Vergleich zu den anderen Sektoren so niedrig sind, dass dort bereits in der frühen Phase der Transformation die CO₂-Emissionen reduziert werden. Die übrigen Sektoren beginnen damit zunehmend erst ab der Hälfte der Transformation, was auf höhere CO₂-Vermeidungskosten schließen lässt. Im Jahr 2050 sind die verbleibenden CO₂-Emissionen ausschließlich auf den Industriesektor zurückzuführen. Zum einen liegt das an den, im Vergleich zu den anderen Sektoren, relativ hohen CO₂-Vermeidungskosten, zum anderen sind bestimmte Prozessemissionen (z.B. der Zementindustrie) nicht vermeidbar.

Der Primärenergieeinsatz reduziert sich bis zum Jahr 2050 um ca. 40% von 3600 TWh auf 2100 TWh. Dabei ist ein vollständiger Rückgang der fossilen Energieträger zugunsten der erneuerbaren Energieträger zu beobachten. Einzig der nicht-energetische Bedarf ist im Jahr 2050 noch zu 74% durch fossile Energieträger geprägt. Außerdem sinkt die primärenergieseitige Importabhängigkeit bis zum Jahr 2050 auf 32%, wobei der Wasserstoffimport mit 240 TWh den größten Anteil ausmacht.

Bei der Stromerzeugung wird bis zum Jahr 2050 ein großer Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung notwendig. Insgesamt steigt die installierte Leistung auf 614 GW, wobei Photovoltaikanlagen mit 300 GW und Windenergieanlagen mit 246 GW (202 GW Onshore, 44 GW Offshore) einen Anteil von 89% ausmachen. Zusätzlich werden mehr als 30 GW Rückverstromungsanlagen ausgebaut, die mit Wasserstoff betrieben werden und im Jahr 2050 ca. 110 TWh Strom produzieren. Der gegenüber heute höhere Mehrverbrauch wird maßgeblich durch die Maßnahmen im Bereich der Sektorkopplung getrieben. Mehr als 45% (442 TWh) der Stromnachfrage sind auf Technologien aus diesem Bereich zurückzuführen. Im Verkehrssektor sind dies batterie-elektrische Fahrzeuge und im Gebäudesektor der Einsatz von Wärmepumpen. Ansonsten ist auch eine erhöhte Elektrifizierung im Industriesektor

zu beobachten (+52%), die durch Verfahrensumstellungen in der Stahl- und Chemieindustrie zu begründen ist.

Als weiterer zukünftig essenzieller Energieträger kann Wasserstoff identifiziert werden. Mehr als 400 TWh grüner Wasserstoff werden im Jahr 2050 benötigt, die zu 59% durch Importe gedeckt werden. Die inländische Wasserstoffherzeugung ist allerdings konkurrenzfähig zum weltweiten Wasserstoffhandel und trägt mit 163 TWh mehr als 40% zum gesamten Wasserstoffaufkommen bei. Dafür werden 58 GW Elektrolysekapazität benötigt, die im Jahr 2050 mit 2800 VLS betrieben werden. Die Wasserstoffnachfrage teilt sich zu 47% auf den Industriesektor und zu 35% auf den Verkehrssektor auf. Die gesamte Nachfrage im Industriesektor (193 TWh) teilt sich zu 32% auf die Stahlindustrie und zu 14% auf die Zementproduktion auf. Weitere 26% werden für die Methanolherstellung und 10% für die Ammoniaksynthese (jeweils nicht-energetisch) benötigt.

Die größte Transformation im Industriesektor erfahren die Stahlerzeugung und die Chemieindustrie. Bei der Stahlerzeugung wird die konventionelle Hochofenroute vollständig durch die Direktreduktion abgelöst. In den Zwischenjahren noch mit Erdgas betrieben, werden im Jahr 2050 Wasserstoff und Biogas (indirekt) als Reduktionsmittel eingesetzt. In der Chemieindustrie wird mit dem Methanol-to-Olefins Verfahren der konventionelle Steam Cracker zu 46% abgelöst. Anstelle von Naphtha spielt im Jahr 2050 der nicht-energetische Einsatz von Methanol für die Herstellung von hoch-veredelten Chemikalien eine bedeutende Rolle. Auch das chemische Recycling von Altplastik trägt mit mehr als 2,7 Mt (16%) produziertem Kunststoff erheblich zur Treibhausgasreduktion in der Kunststoffproduktion bei. In der Glasindustrie wird zunehmend auf elektrisch beheizte Schmelzwannen gesetzt und so der Energieträgerwechsel vom Hauptenergieträger Erdgas im Jahr 2020, zu Strom vollzogen. In der Papierindustrie gibt es keinen Verfahrenswechsel. Die Treibhausgasreduktion findet über die Zentralisierung der Prozesswärmebereitstellung statt, die im Jahr 2050 zu mehr als 70% durch die Verfeuerung von biogenen Energieträgern erfolgt. Über alle Industriebranchen hinweg werden die theoretisch möglichen Recyclingraten voll ausgeschöpft (Fortschreibung der Recyclingraten des Jahres 2020 als zukünftige Potentiale bis 2050 im Szenario *REF95*). In keinem Industriezweig werden Recyclingmaßnahmen zugunsten eines Energieträger- oder Verfahrenswechsels über die Transformation zurückgefahren. Dies zeigt, dass Recycling in allen Industriebranchen eine kosteneffiziente Maßnahme zur Treibhausgasvermeidung darstellt. Eine detaillierte Analyse der Auswirkungen von Recyclingmaßnahmen findet im nachfolgenden Kapitel statt.

Zur Analyse der Kosten des Transformationspfades wird das Szenario *REF95* mit einem Business-as-Usual Szenario verglichen, bei dem eine CO₂-Minderung um 60% bis zum Jahr 2050 angenommen wird. Dabei lassen sich kumulierte Mehrkosten über den gesamten Transformationspfad von 664 Mrd. € identifizieren. Daraus ergeben sich, über 30 Jahre gemittelt, spezifische CO₂-Vermeidungskosten in Höhe von 116 €/t CO₂. Im Jahr 2050 liegen diese im Mittel bei 251 €/t CO₂, wobei sich Grenzvermeidungskosten von 643 €/t CO₂ errechnen. Gemessen am Bruttoinlandsprodukt machen die jährlichen Mehrkosten im Jahr 2050 etwa 1,8% des BIP des Jahres 2050 aus. Zur Einordnung wird folgender Vergleich herangezogen: Im Jahr 2018 beliefen sich die Kosten für Energieträgerimporte im Saldo auf 65 Mrd. € [247,249,251]. Der Anteil am BIP lag damit bei ca. 1,9%. Dies verdeutlicht, dass die zu erwartenden Mehrkosten vergleichbar mit heutigen Kosten für Energieträgerimporte sind.

Im letzten Abschnitt des Kapitels erfolgt eine Validierung, sowie die Einordnung der Ergebnisse im Vergleich mit anderen wissenschaftlichen Studien. Der Vergleich am Beispiel des Jahres 2020 zeigt, dass die statistischen Werte der AGEB mit ausreichender Genauigkeit getroffen werden.

Zur Einordnung in den wissenschaftlichen Kontext werden die Stromerzeugung und der Endenergieverbrauch der Industrie des Szenarios *REF95* mit anderen Szenarien aus kürzlich publizierten Studien verglichen, die zuvor im Kapitel 3.2 vorgestellt wurden. Dabei zeigt sich, dass sich die Ergebnisse dieser Arbeit in die Ergebnisse aktueller Studien einordnen lassen. Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung, insbesondere die zu installierende Photovoltaik Kapazität im Jahr 2050, liegt im Trend der aktuellen Szenarien. Auch im Bezug zur tatsächlichen Stromerzeugung im Jahr 2050 liegen die Ergebnisse dieser Arbeit in der Bandbreite aktueller Studien. Der berechnete industrielle Endenergiebedarf liegt im Vergleich mit anderen Studien deutlich höher. Ursache hierfür ist, dass in der vorliegenden Arbeit der nicht-energetische Verbrauch und die dahinterstehenden Prozesse im Detail abgebildet werden. Dem gegenüber ist der nicht-energetische Verbrauch in den Vergleichsstudien entweder gar nicht oder nur teilweise berücksichtigt. Am Beispiel der Wasserstoffnachfrage lässt sich erkennen, dass der nicht-energetische Verbrauch eine bedeutende Rolle spielt und einen erheblichen Einfluss hat, der in den Vergleichsstudien nicht berücksichtigt wird.

5.3 Untersuchungen zu Recycling im Kontext des Gesamtenergiesystems

In diesem Unterkapitel werden die systemischen Effekte verschiedener Recyclingquoten auf die Transformation und das Energiesystemdesign im Jahr 2050 untersucht. Zum Untersuchungsgegenstand gehören ein Szenario, bei dem kein Recycling erlaubt ist (*w/oRec*), und ein Szenario mit den theoretisch maximal möglichen Recyclingraten (*RecX*). Zusätzlich wird mit Hilfe von Sensitivitätsrechnungen der Einfluss von Kosten der Sekundärrohstoffe untersucht. Die Szenarioauswertung erfolgt nach folgendem Schema: Für die Analyse der Gesamtsystemeffekte werden Primärenergie-, sowie der Endenergiebedarf neben Stromverbrauch und -erzeugung, sowie Wasserstoffproduktion und -erzeugung herangezogen. Daneben wird jeweils detailliert auf den Industriesektor eingegangen.

Teile dieses Unterkapitels fußen auf der Vorveröffentlichung Kullmann et al. [101]. Der vorliegende Text und die zugehörigen Abbildungen bzw. Tabellen wurden hieraus übersetzt und an gegebener Stelle angepasst oder ergänzt.

5.3.1 Energiesystem ohne Recycling (*w/oRec*)

In diesem Unterkapitel werden zunächst die Ergebnisse des Szenario *w/oRec* vorgestellt. Wie bereits erläutert, werden darin alle industriellen Verfahren zum Recycling verboten. Dies umfasst bspw. den Elektrolichtbogenofen zum Aufschmelzen von Stahlschrott oder auch das mechanische Recycling von Altkunststoffen. Es handelt sich dementsprechend um eine „value-off“-Analyse von Recyclingmaßnahmen.

Primärenergiebedarf

Wie aus Abbildung 5.38 ersichtlich, ergeben sich nicht nur während der Transformation signifikante Änderungen im Primärenergieverbrauch, sondern bereits das Jahr 2020 weicht deutlich von dem validierten Jahr 2020 des Referenzszenarios *REF95* ab. Ohne die

Möglichkeit von Recycling steigt der Primärenergieverbrauch im Jahr 2020 um mehr als 100 TWh an, wobei vor allem eine größere Nachfrage an Erdgas besteht, das in Industrie Prozessen eingesetzt wird, die das fehlende Recycling kompensieren müssen. Im Jahr 2050 müssen mehr als 180 TWh Wasserstoff zusätzlich importiert werden, um den Mehrbedarf der industriellen Primärrouten zu kompensieren, die gegenüber den Sekundärrouten weniger energieeffizient sind.

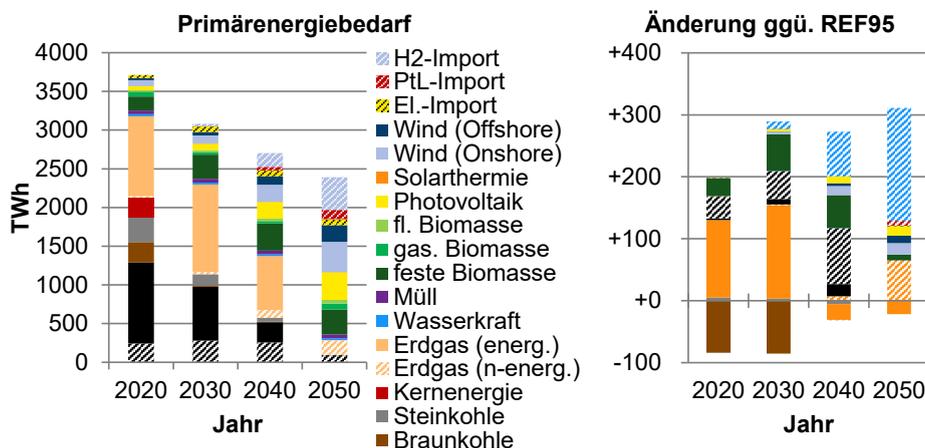


Abbildung 5.38 Entwicklung des Primärenergiebedarfs des Szenario w/oRec bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario REF95 (rechts)

Auffällig ist im Jahr 2020 auch, dass der Bedarf an Braunkohle abnimmt. Das ist dadurch zu erklären, dass auch der Strombedarf in der Industrie durch fehlendes Recycling abnimmt und weniger Strom erzeugt werden muss, wie im Folgenden noch näher erläutert wird.

Endenergiebedarf

In der Abbildung 5.39 wird ersichtlich, dass auch der Endenergiebedarf im Vergleich zum Referenzszenario über die gesamte Transformation deutlich zunimmt. Die Zunahme ist ausschließlich auf den Industriesektor zurückzuführen, dessen Bedarf im Jahr 2050 um ca. 285 TWh höher ist als im Referenzszenario REF95. Gegenüber REF95 liegt der industrielle Endenergieverbrauch im Jahr 2020 um 24%, bzw. im Jahr 2050 um 28% höher.

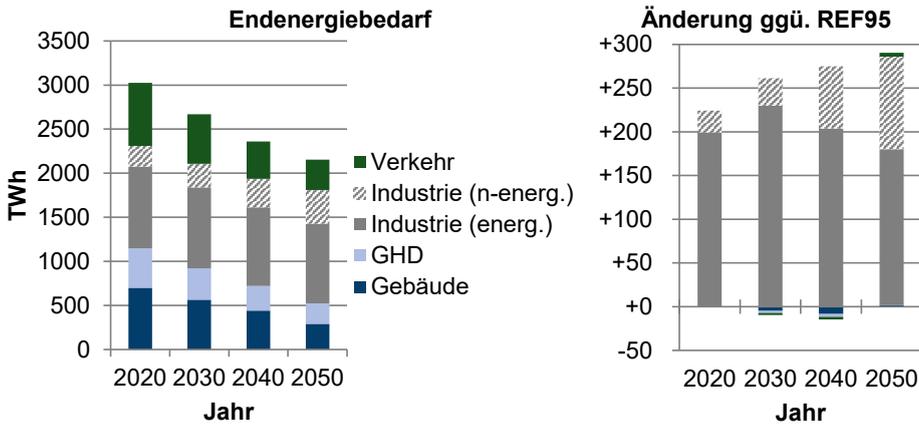


Abbildung 5.39 Entwicklung des Endenergiebedarfs des Szenario *w/oRec* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Mehr als ein Drittel des Anstiegs ist auf den nicht-energetischen Bedarf im Industriesektor zurückzuführen. Dafür ist vor allem das fehlende Recycling von Altkunststoff verantwortlich.

Installierte Kapazitäten der Stromerzeugung

Auswirkungen hat das Szenario *w/oRec* auch auf die benötigte installierte Stromerzeugungskapazität. Wie aus Abbildung 5.40 hervorgeht, müssen zusätzliche Anstrengungen im Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung unternommen werden.

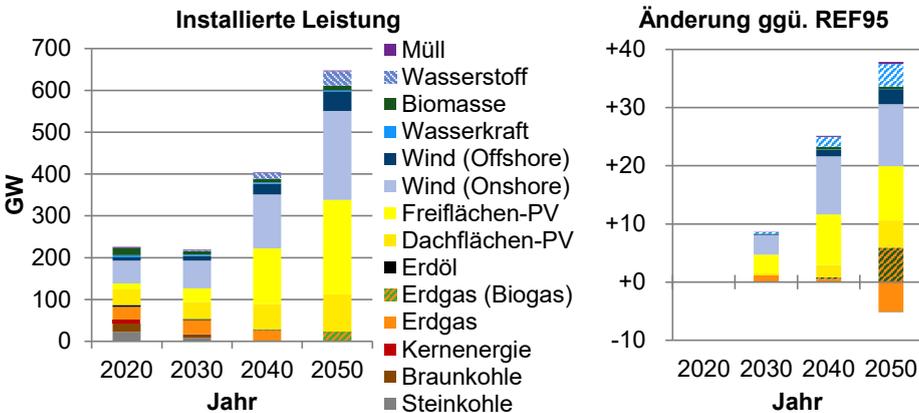


Abbildung 5.40 Entwicklung der installierten Leistung des Szenario *w/oRec* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Jeweils ca. 13 GW zusätzliche Kapazität im Bereich der Wind- und Photovoltaikenergie müssen im Jahr 2050 ausgebaut werden. Somit steigt die insgesamt zu installierende Kapazität auf ca. 650 GW im Jahr 2050.

Stromerzeugung

Daraus ergibt sich eine zusätzliche Stromerzeugung von ca. 60 TWh. Aus Abbildung 5.41 lassen sich sowohl die Aufteilung der zusätzlichen Stromerzeugung ablesen als auch die bereits erwähnte geringere Erzeugung im Jahr 2020.

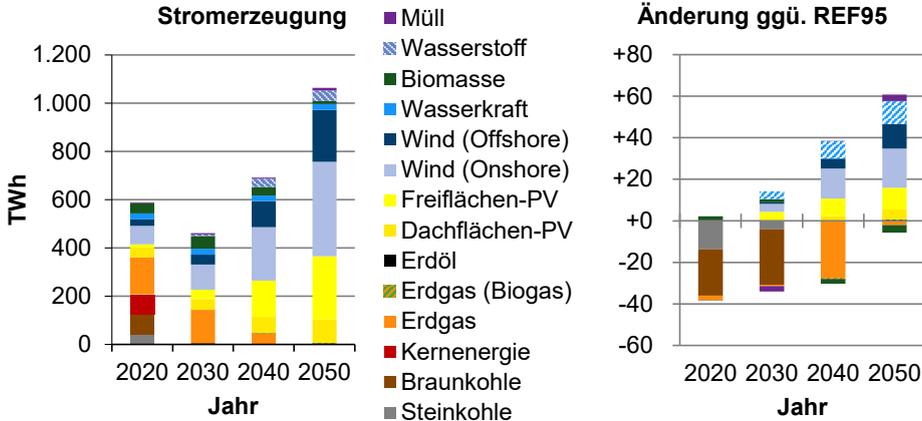


Abbildung 5.41 Entwicklung der Stromerzeugung des Szenario w/oRec bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario REF95 (rechts)

Die gesamte Stromerzeugung steigt in diesem Szenario damit deutlich über 1000 TWh und stammt zu 100% aus erneuerbaren Quellen.

Stromverbrauch

Der Strommehrverbrauch ist allein auf den Industriesektor zurückzuführen. Für die Kompensation der fehlenden Recyclingverfahren werden im Jahr 2050 ca. 70 TWh Strom mehr benötigt (vgl. Abbildung 5.42). Bis 2030 lässt sich durch die Substitution fossiler Energieträger kein Strommehrverbrauch erkennen. Ab 2030 steigen sowohl der Strom- als auch der Wasserstoffverbrauch, weil nur noch wenige CO₂-Emissionen emittiert werden dürfen.

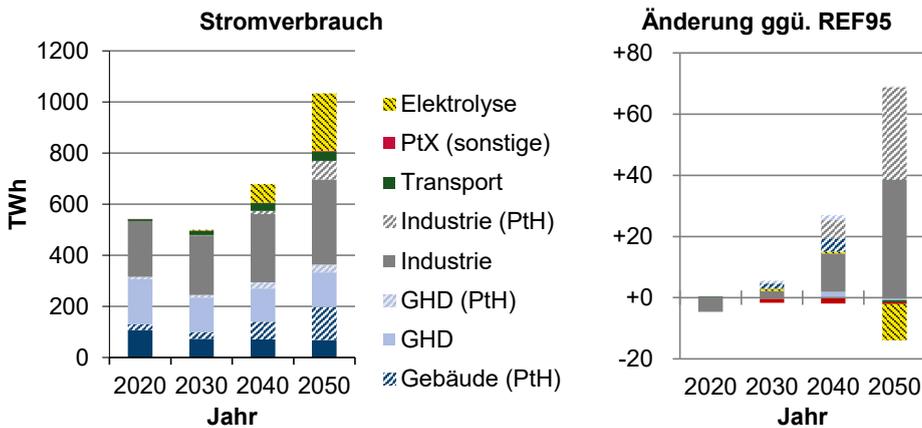


Abbildung 5.42 Entwicklung des Strombedarfs des Szenario *w/oRec* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Damit steigt der Strombedarf der Industrie gegenüber dem Referenzszenario *REF95* um mehr als 20% im Jahr 2050 an.

Wasserstoffherzeugung und -verbrauch

Eine sehr viel deutlichere Veränderung zeigt sich im Bereich der Wasserstoffbereitstellung und -nutzung. Während im Referenzszenario etwas mehr als 400 TWh Wasserstoff erzeugt werden, die sich zu etwa gleichen Teilen auf den Import und die heimische Wasserstoffherzeugung durch Elektrolyse aufteilen, werden in einem Szenario ohne Recycling mehr als 180 TWh Wasserstoff zusätzlich benötigt (vgl. Abbildung 5.43).

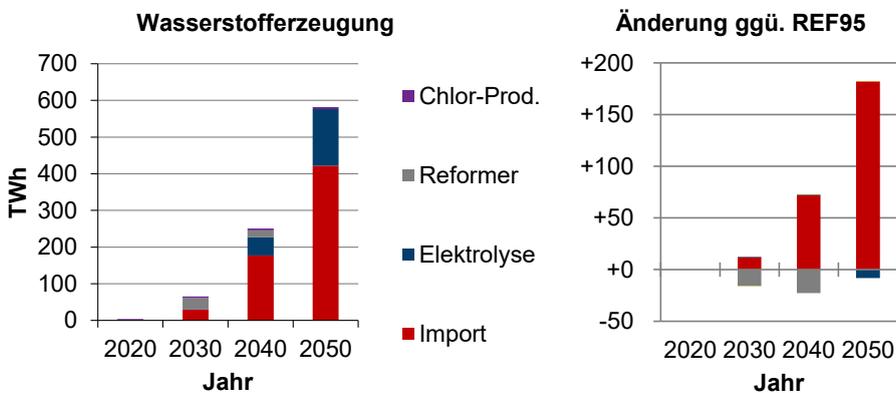


Abbildung 5.43 Entwicklung der Wasserstoffherzeugung des Szenario *w/oRec* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Mehr als 70% dieses zusätzlichen Aufkommens müssen durch Importe bereitgestellt werden. Damit fällt der Anteil heimischer Wasserstoffherzeugung am gesamten Wasserstoffaufkommen von ca. 50% im *REF95* auf unter 27%.

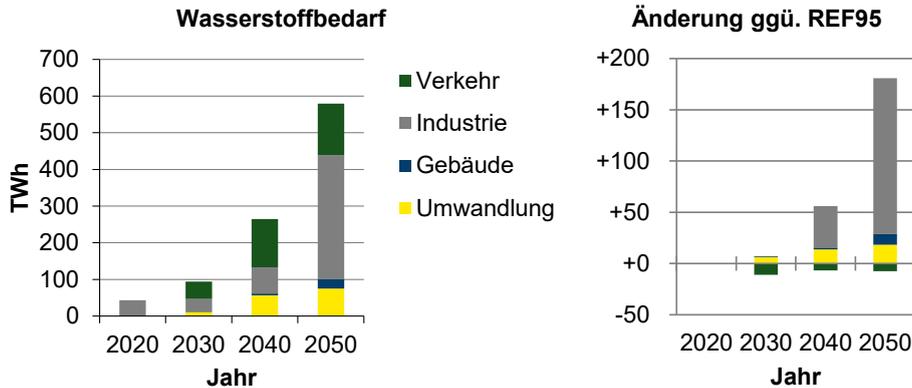


Abbildung 5.44 Entwicklung des Wasserstoffbedarfs des Szenario *w/oRec* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Der Wasserstoffmehrbedarf wird fast ausschließlich durch den Industriesektor hervorgerufen. Mehr als 150 TWh Wasserstoff, und damit ca. 85% des gesamten Mehrbedarfs, benötigt die Industrie im Jahr 2050 zusätzlich (vgl. Abbildung 5.44).

Industrie

Die Stahlerzeugung ist einer der Industriezweige, die aufgrund fehlender Recyclingmaßnahmen mitverantwortlich für den erhöhten Wasserstoffbedarf im Jahr 2050 sind. In Abbildung 5.45 ist die Entwicklung der verschiedenen Verfahren zur Stahlherstellung über die gesamte Transformation aufgezeigt. Dabei lässt sich feststellen, dass der Wegfall der Wiedereinschmelzung von Stahlschrott in den Anfangsjahren noch durch die konventionelle Hochofenroute ersetzt werden muss. Im weiteren zeitlichen Verlauf gewinnt aber auch in diesem Szenario die Direktreduktion immer mehr an Bedeutung. Bis zum Jahr 2040 noch mit Erdgas betrieben, wird in den letzten zehn Jahren der Transformation auf Biogas und Wasserstoff umgestellt.

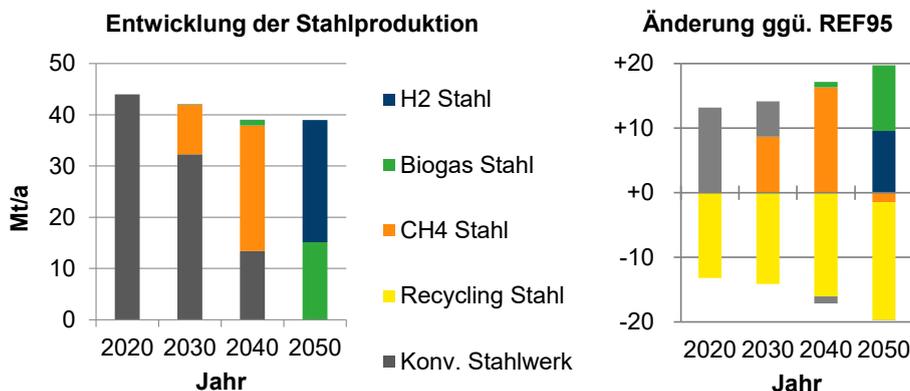


Abbildung 5.45 Entwicklung der Stahlproduktion des Szenario *w/oRec* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Im Vergleich zum *REF95* müssen im Jahr 2050 ungefähr 20 Mt Stahl zusätzlich über Direktreduktionsanlagen hergestellt werden.

Dabei fallen, wie aus Abbildung 5.46 ersichtlich, 36 TWh Wasserstoffbedarf und 45 TWh Biogasbedarf im Jahr 2050 zusätzlich an.

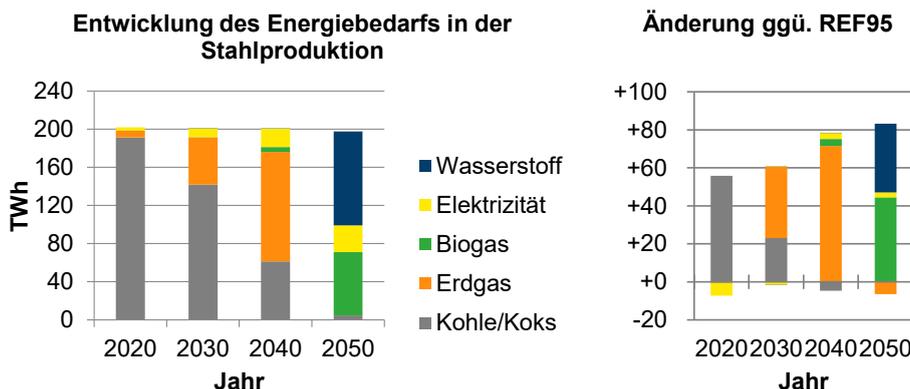


Abbildung 5.46 Entwicklung des Energiebedarfs in der Stahlindustrie des Szenario *w/oRec* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

In den Zwischenjahren der Transformation werden bis zu 70 TWh/a Erdgas zusätzlich benötigt, um den Wechsel von der Hochofenroute zur Direktreduktion mit grünem Wasserstoff zu vollziehen. Anzumerken ist außerdem, dass die Stahlindustrie im Jahr 2020 ohne Recycling einen Energiemehrbedarf von ca. 50 TWh hat, der ausschließlich über Kohle/Koks gedeckt wird.

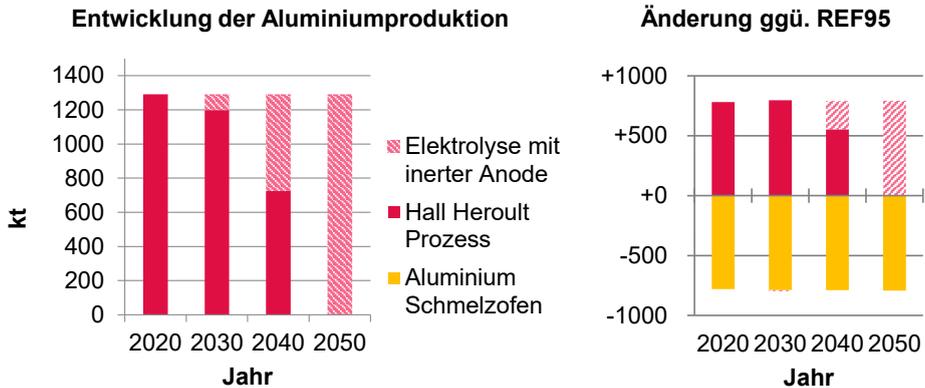


Abbildung 5.47 Entwicklung der Aluminiumproduktion des Szenario *w/oRec* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

In der Aluminiumindustrie werden bereits heute ca. 60% des Aluminiums über Recycling von Aluminiumschrott hergestellt. Ein Wegfall des Aluminiumrecyclings hat in dieser Branche folglich einen großen Effekt. Wie aus Abbildung 5.47 zu entnehmen, wird in den Anfangsjahren der Transformation dementsprechend mehr Aluminium über den konventionellen Hall-Heroult-Prozess hergestellt. Es lässt sich allerdings auch festhalten, dass, in Analogie zum Referenzszenario *REF95*, eine Umstellung innerhalb des Hall-Heroult-Prozesses hin zum Einsatz von inertem Anodenmaterial stattfindet, um die Prozessemissionen durch den Anodenabbrand zu vermeiden.

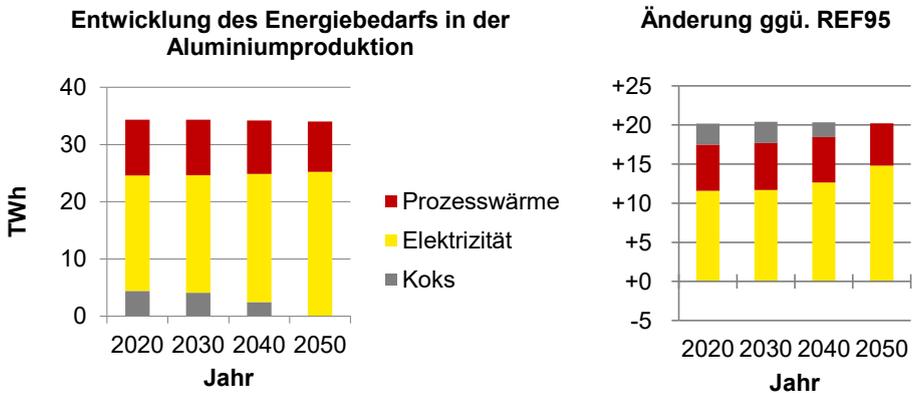


Abbildung 5.48 Entwicklung des Energiebedarfs in der Aluminiumproduktion des Szenario *w/oRec* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Aus Abbildung 5.48 wird die Entwicklung des Energiebedarfs in der Aluminiumindustrie ersichtlich. Insgesamt steigt der Energiebedarf gegenüber dem Referenzszenario um 20 TWh, der bis zum Jahr 2050 zu 75% mit Strom gedeckt wird.

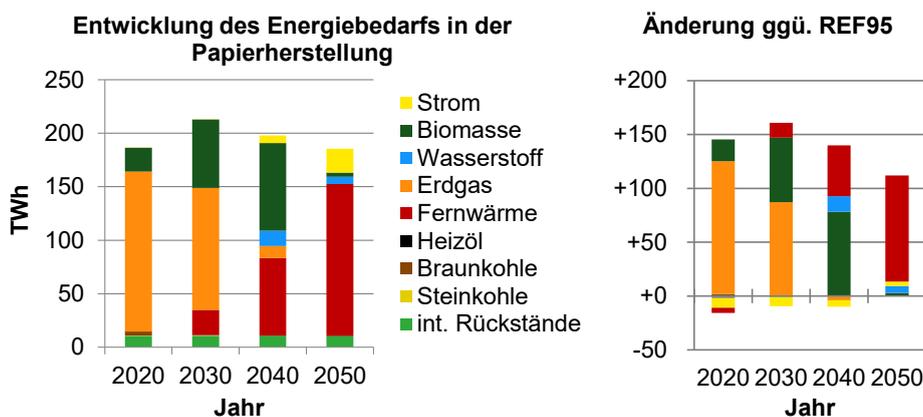


Abbildung 5.49 Entwicklung des Energiebedarfs in der Papierherstellung des Szenario w/o-Rec bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario REF95 (rechts)

In Abbildung 5.49 ist der Energiebedarf der Papierindustrie dargestellt. Wie bereits erwähnt, zeichnet sich die Papierindustrie bereits heute durch sehr hohe Recyclingquoten aus. Ein Wegfall des Papierrecyclings hat folglich große Auswirkungen auf den Energiebedarf. Im Jahr 2020 entsteht dadurch ein Energiemehrbedarf von 130 TWh, was einer Steigerung von ca. 200% im Vergleich zum REF95 entspricht. Erdgas deckt in den Anfangsjahren als emissionsarmer und kostengünstiger Energieträger diesen Mehrbedarf. Bis zum Jahr 2050 ist allerdings der vermehrte Einsatz von Biomasse und die zunehmende Zentralisierung der Prozesswärmebereitstellung aufgrund zunehmender CO₂-Restriktionen die kostengünstigere Option.

Zwar ist die Methanolproduktion nicht direkt von Recyclingmaßnahmen betroffen, allerdings lassen sich durch die Verlinkung im Energiesystem auch in diesem Bereich Effekte beobachten. Wie in Abbildung 5.50 zu beobachten, steigt für die Methanolherstellung der nicht-energetische Bedarf im Jahr 2050 um ca. 120 TWh zusätzlich an. Davon entfallen 65 TWh auf Erdgas und 41 TWh auf Wasserstoff.

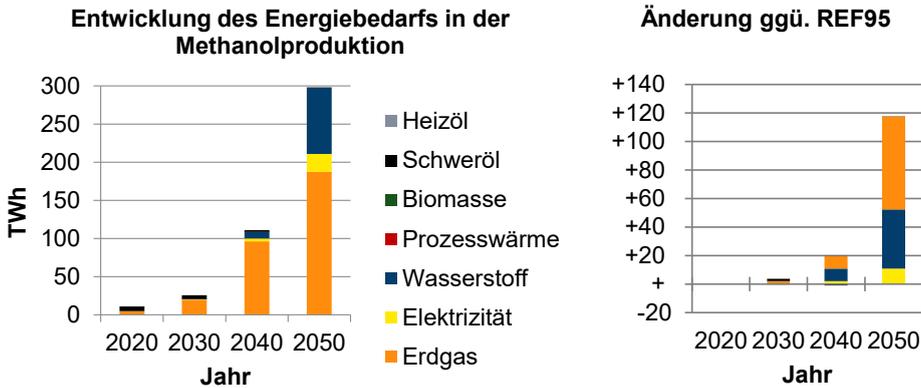


Abbildung 5.50 Entwicklung des Energiebedarfs in der Methanolproduktion des Szenario *w/oRec* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Der zusätzliche Bedarf ist auf eine Steigerung der Methanolherstellung zurückzuführen. In Abbildung 5.51 ist die Entwicklung der Methanol-to-Olefins Route dargestellt. Es lässt sich erkennen, dass im Jahr 2050 ca. 13 Mt Methanol zusätzlich benötigt werden, um hochveredelte Chemikalien herzustellen. Dies entspricht einer Steigerung von 43% im Vergleich zum *REF95*.

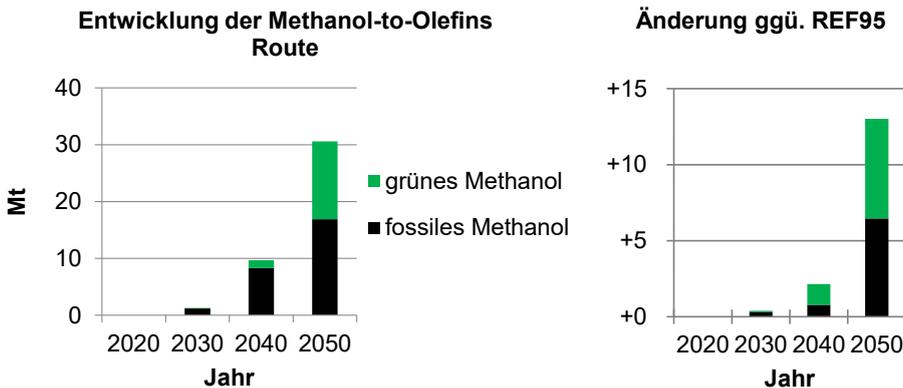


Abbildung 5.51 Entwicklung der Methanol-to-Olefins Route des Szenario *w/oRec* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Etwas mehr als 50% dieser zusätzlichen Methanolnachfrage wird auf Basis von Wasserstoff bereitgestellt. Notwendig ist ein erhöhter Einsatz der Methanol-to-Olefins Route, da die Plastikproduktion in diesem Szenario vollständig von primären Rohstoffen abhängig ist, und kein Plastikmüll recycelt werden kann (vgl. Abbildung 5.52).

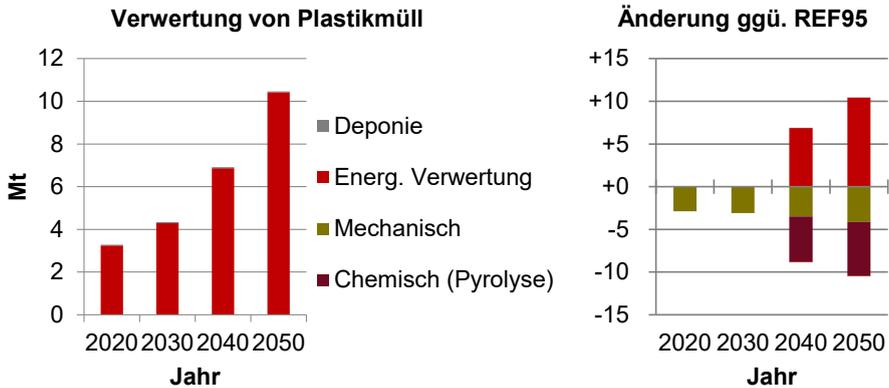


Abbildung 5.52 Entwicklung der Verwertung von Plastikmüll des Szenario *w/oRec* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Während im Referenzszenario sowohl in den Anfangsjahren ca. 3 Mt Plastikmüll und in den späteren Jahren der Transformation mehr als 4 Mt Plastikmüll mechanisch recycelt und dem Stoffkreislauf zurückgeführt werden können, fällt diese Option im Szenario *w/oRec* weg. Auch ein chemisches Recycling, durch das im *REF95* im Jahr 2050 mehr als 6 Mt Plastikmüll verwertet werden, steht nicht zur Verfügung. Stattdessen wird der gesamte Plastikmüll energetisch verwertet. Für die Plastikproduktion bedeutet das zusätzliche Anstrengungen, die in Abbildung 5.53 zu erkennen sind. Während in den Anfangsjahren die konventionelle Route (d.h. Aufspalten von Naphtha in Dampfreformern) den zusätzlichen Bedarf an Primärplastik deckt, ersetzt die Methanol-to-Olefins Route bis zum Jahr 2050 vor allem den Wegfall des chemischen Recyclings.

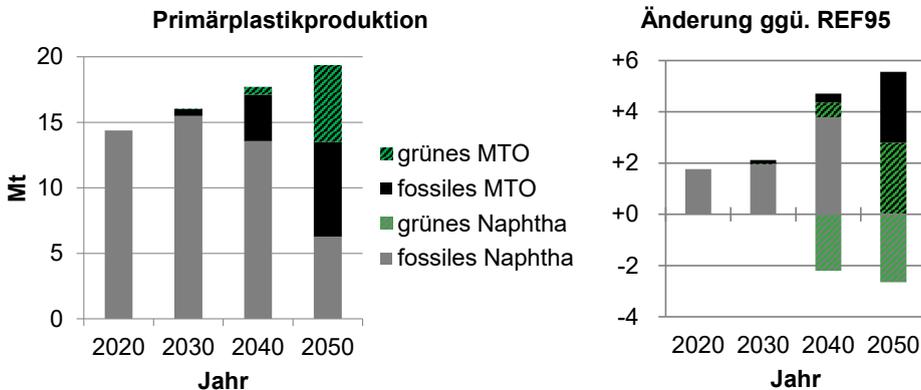


Abbildung 5.53 Entwicklung der Primärplastikproduktion des Szenario *w/oRec* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

In Abbildung 5.54 ist die Entwicklung des industriellen Wasserstoffbedarfs differenziert nach Branchen dargestellt. Ohne Recycling steigt die benötigte Menge Wasserstoff im Jahr 2050 um 150 TWh auf ca. 350 TWh.

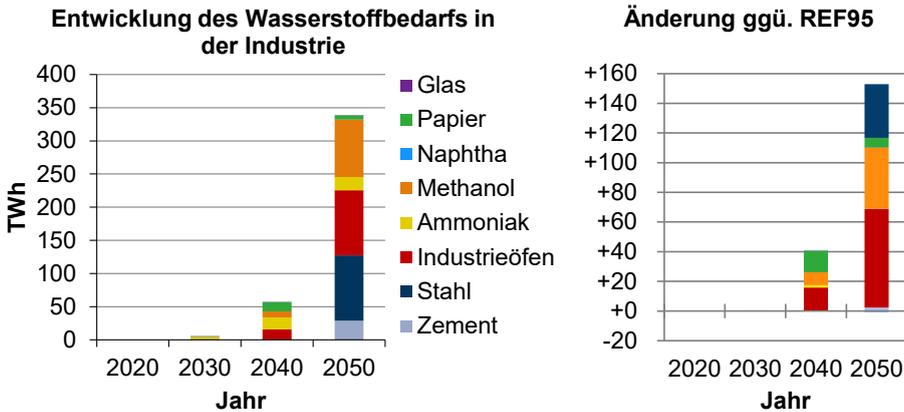


Abbildung 5.54 Entwicklung des industriellen Wasserstoffbedarfs des Szenario *w/oRec* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Der Wasserstoffmehrbedarf wird hauptsächlich durch die Stahlproduktion (36 TWh), die Herstellung von Methanol (41 TWh) und die Prozesswärmebereitstellung durch Verfeuerung in Industrieöfen (66 TWh) getrieben. Es lässt sich also festhalten, dass ein erhöhter Prozesswärmebedarf durch den Wegfall von Recyclingmaßnahmen kostengünstig durch die Verfeuerung von Wasserstoff gedeckt wird.

Systemkosten

Im folgenden Abschnitt werden die Systemkosten mit dem *REF95* verglichen. Die jährlichen Mehrkosten eines Energiesystems ohne Recycling sind in Abbildung 5.55 zu sehen. Diese Systemkosten sind als Mehrkosten gegenüber dem Referenzszenario *REF95* dargestellt.

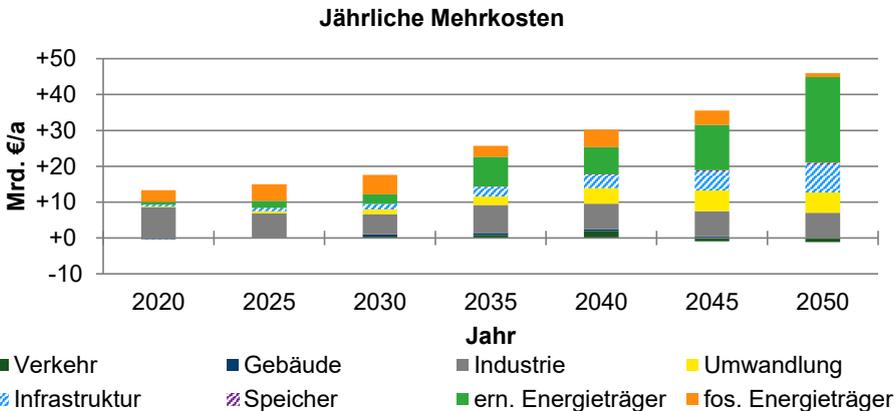


Abbildung 5.55 Aufteilung der jährlichen Mehrkosten des Szenario *w/oRec* im Vergleich zum *REF95* bis zum Jahr 2050

Hohe Mehrkosten fallen vor allem im Bereich der erneuerbaren Energieträger an, die im Jahr 2050 ca. 24 Mrd. € ausmachen. Ein weiterer entscheidender Kostenverursacher ist der Industriesektor, der bereits im Jahr 2020 zu Mehrkosten von 8,6 Mrd. € führt. Insgesamt

kann daraus abgeleitet werden, dass das heutige Energiesystem ohne den Einsatz von Recyclingmaßnahmen ca. 13 Mrd. € pro Jahr teurer wäre. In Abbildung 5.56 lässt sich zudem erkennen, dass die Transformation des Energiesystems und eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 95% im Jahr 2050 zu Mehrkosten in Höhe von 45 Mrd. €/a führen. Ohne Recycling beträgt der Mehraufwand für die Energiewende allein im Jahr 2050 ca. 0,9% des BIP₂₀₅₀.

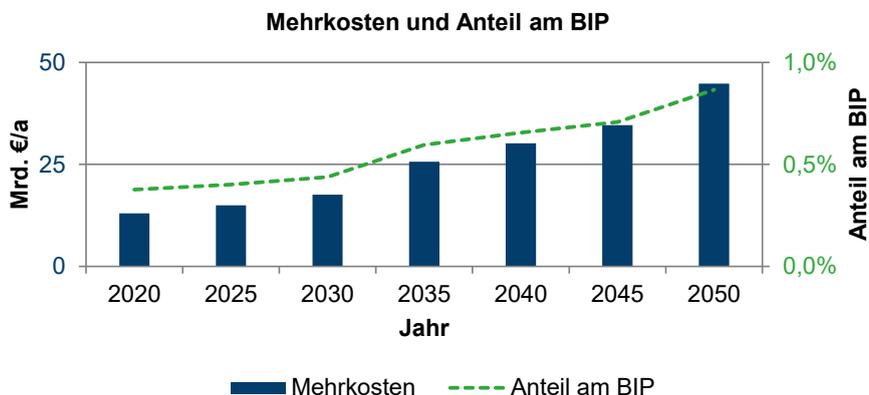


Abbildung 5.56 Entwicklung der jährlichen Mehrkosten des Szenario w/oRec bis zum Jahr 2050 und Anteil am Bruttoinlandsprodukt (BIP)

Die wichtigsten Kostendaten für das Szenario w/oRec sind in Tabelle 5.4 zusammengefasst. Kumuliert über die gesamte Transformation ergeben sich Mehrkosten in Höhe von 1224 Mrd. €, was einem zusätzlichen Mehraufwand von 557 Mrd. € im Vergleich zum Referenzszenario REF95 entspricht, und einen Anstieg um 85% bedeutet. Im Szenario w/oRec werden genau die gleichen CO₂-Reduktionsziele wie im REF95 eingehalten, sodass die kumulierte CO₂-Einsparung über beide Szenarien gleich ist. Die spezifischen CO₂-Vermeidungskosten über die gesamte Transformation erhöhen sich allerdings signifikant auf 215 €/t CO₂, gegenüber vergleichbaren Kosten von 117 €/t CO₂ im Referenzszenario.

Tabelle 5.4 Ausgewählte Systemkosten des Szenario w/oRec und Änderung gegenüber REF95

	w/oRec	Änderung ggü. REF95
Kumulierte Mehrkosten über 30 Jahre	1224 Mrd. €	+557 Mrd. €
Kumulierte CO₂-Einsparung über 30 Jahre	5699 Mt CO ₂	-
Mittlere spez. CO₂-Vermeidungskosten von 2020-2050	215 €/t CO ₂	+98 €/t CO ₂
Mittlere spez. CO₂-Vermeidungskosten im Jahr 2050	374 €/t CO ₂	+122 €/t CO ₂
Grenzvermeidungskosten im Jahr 2050	847 €/t CO ₂	+209 €/t CO ₂

Die Grenzvermeidungskosten im Jahr 2050 erhöhen sich auf 874 €/t CO₂ und liegen damit um ca. ein Drittel höher als im Referenzszenario. Daraus lässt sich ableiten, dass Recycling

einen sehr hohen Wert für das Gelingen der Transformation des Energiesystems besitzt und die ambitionierten Ziele des Referenzszenarios ohne entsprechende Recyclingmaßnahmen nur durch einen erheblichen Mehraufwand realisierbar sind.

Kurzzusammenfassung

Ohne Recycling steigt der Endenergiebedarf sowohl insgesamt als auch insbesondere im Industriesektor. Gäbe es heute kein Recycling, läge der gesamte Endenergiebedarf um 8% höher, der Endenergiebedarf des Industriesektors sogar um 24% höher. Die größten Gesamtsystemeffekte zeigen sich durch eine erhöhte Stromerzeugung (+5%), sowie ein erhöhtes Wasserstoffaufkommen (+45%) im Jahr 2050. Dabei sind vor allem die Stahl- und Prozesswärmeerzeugung treibende Sektoren. Andere Sektoren sind in diesem Szenario kaum betroffen. Außerdem lässt sich festhalten, dass Recyclingmaßnahmen Kosten in einem erheblichen Maße einsparen.

5.3.2 Auswirkungen einer erhöhten Recyclingquote (RecX)

Während im vorherigen Kapitel ein Szenario ohne Recycling (*w/oRec*) vorgestellt wurde, wird im Folgenden ein Szenario definiert, bei dem die Herstellung von Industriegütern vollständig durch Sekundärrohstoffe erfolgen kann. Das Optimierungsmodell hat damit die theoretische Möglichkeit, Industriegüter vollständig über Recyclingverfahren zu produzieren. Hierbei wird angenommen, dass Sekundärrohstoffe unbegrenzt zur Verfügung stehen. Das Szenario *RecX* bildet somit ein anderes Extrem ab. Die Recyclingquote wird hierbei nicht exogen vorgegeben, sondern ist Ergebnis der eigentlichen Optimierung.

Primärenergiebedarf

In Abbildung 5.57 ist der Primärenergiebedarf des Szenarios *RecX* aufgetragen, sowie die Änderung zum Referenzszenario *REF95*. Es lässt sich erkennen, dass bis zum Jahr 2050 ein Rückgang des Primärenergiebedarfs von ca. 250 TWh stattfindet. Der Rückgang setzt sich zu 50% aus einem verringerten Wasserstoffimport (122 TWh) und zu mehr als einem Drittel aus einer verringerten nicht-energetischen Erdgasnachfrage (90 TWh) zusammen.

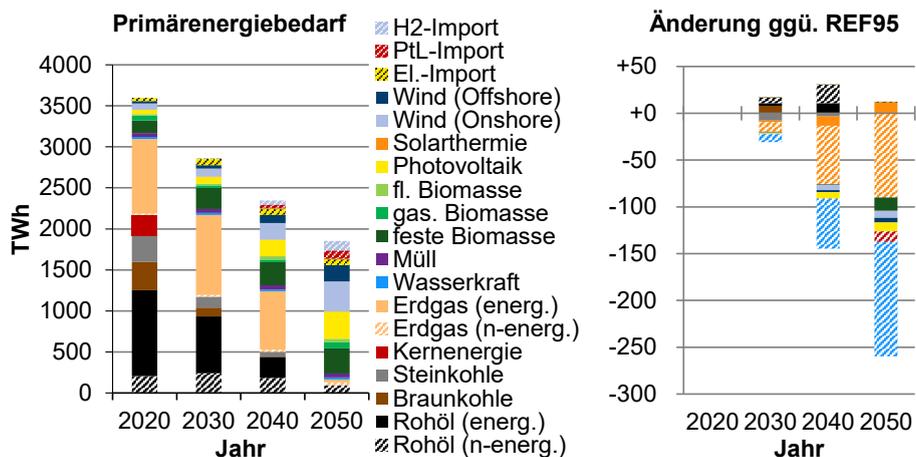


Abbildung 5.57 Entwicklung des Primärenergiebedarfs des Szenario *RecX* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Ein vollständiges Öffnen der möglichen Recyclingraten führt zu einer Reduktion des Primärenergieverbrauchs im Jahr 2050 um 10% im Vergleich zum Referenzszenario *REF95*. Auf die tatsächlich erzielten Recyclingquoten wird in der nachfolgenden Detailanalyse des Industriesektors eingegangen.

Endenergiebedarf

Aus Abbildung 5.58 lässt sich die Entwicklung des Endenergiebedarfs bis zum Jahr 2050 ablesen. Ein Rückgang des Energiebedarfs ist ausschließlich im Industriesektor zu beobachten. Wie bereits im Szenario *w/oRec* sind die anderen Endenergiesektoren kaum betroffen. Im Jahr 2050 werden mehr als 200 TWh Endenergie weniger als im *REF95* benötigt. Ein Großteil (123 TWh) ist auf den sinkenden nicht-energetischen Bedarf zurückzuführen, der vor allem durch das höhere Kunststoffrecycling bedingt ist.

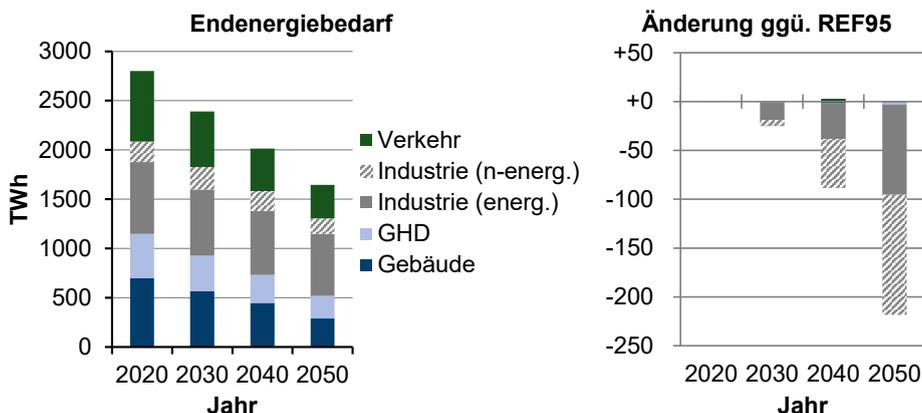


Abbildung 5.58 Entwicklung des Endenergiebedarfs des Szenario *RecX* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Installierte Kapazitäten der Stromerzeugung

Während der Wegfall von Recyclingmaßnahmen zu einem höheren Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten im Jahr 2050 führt, lässt sich aus Abbildung 5.59 entnehmen, dass durch vermehrtes Recycling ca. 15 GW Kapazität weniger installiert werden müssen.

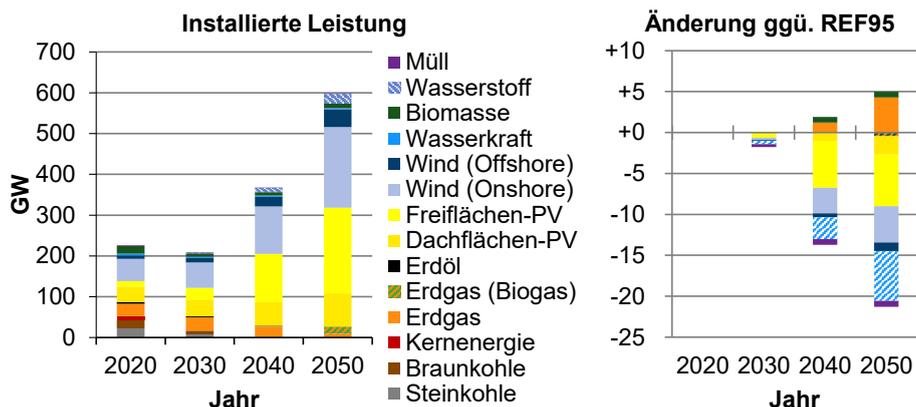


Abbildung 5.59 Entwicklung der installierten Leistung des Szenario *RecX* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Der verringerte Ausbau setzt sich zusammen aus 9 GW Photovoltaik- und 5 GW Windenergie sowie 6 GW Wasserstoff-Rückverstromungskapazität. Im Gegensatz dazu werden 4 GW mehr Erdgaskraftwerke gebaut, die allerdings nur im Spitzenlastbetrieb gefahren werden. Insgesamt werden im Jahr 2050 somit 600 GW Stromerzeugungskapazitäten benötigt.

Stromerzeugung

Folglich sinkt auch die Stromerzeugung im Jahr 2050 auf unter 1000 TWh und ist somit ca. 30 TWh niedriger als im Referenzszenario. Mehr als 20 TWh sind auf die geringere Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen zurückzuführen.

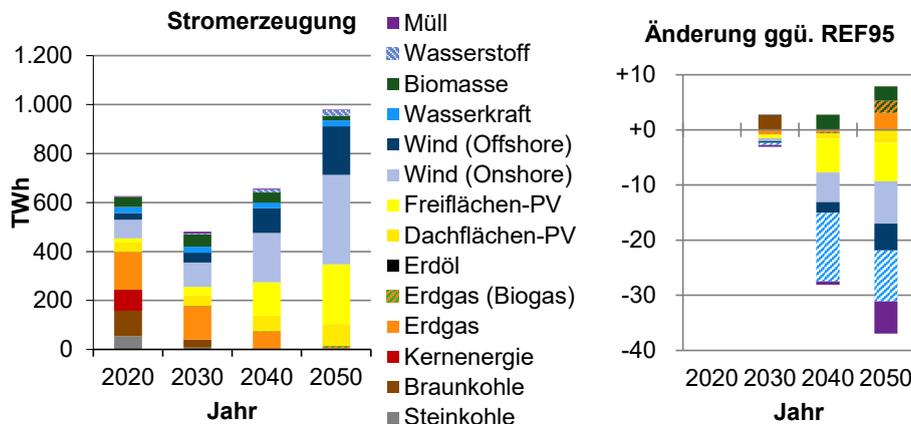


Abbildung 5.60 Entwicklung der Stromerzeugung des Szenario *RecX* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Zusätzlich lässt sich in Abbildung 5.60 erkennen, dass der Anteil der Stromerzeugung in Müllverbrennungsanlagen durch ein erhöhtes Recycling im Jahr 2050 um ca. 6 TWh zurückgeht.

Stromverbrauch

Der im Vergleich zum *REF95* verringerte Ausbau und die daraus resultierende Stromerzeugung sind auf einen niedrigeren Strombedarf im Industriesektor zurückzuführen. Aus Abbildung 5.61 lässt sich erkennen, dass im Jahr 2050 ca. 30 TWh weniger Strom im Industriesektor benötigt werden. Durch den gleichzeitig niedrigeren Wasserstoffbedarf (vgl. Abbildung 5.63) wird für die Elektrolyse ebenfalls weniger Strom benötigt.

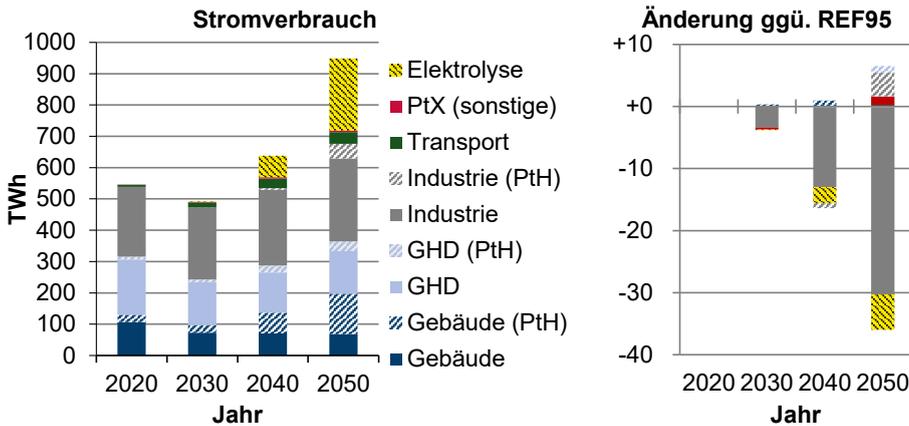


Abbildung 5.61 Entwicklung des Strombedarfs des Szenario *RecX* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Insgesamt steigt der Strombedarf des Industriesektors während der Transformation somit nur noch auf 310 TWh im Jahr 2050.

Wasserstoffherzeugung und -verbrauch

Das Wasserstoffaufkommen nimmt im Vergleich zum *REF95* im Jahr 2050 um 125 TWh ab, und erreicht einen Wert von 280 TWh. Die Reduktion erfolgt fast ausschließlich über einen geringeren Wasserstoffimport (vgl. Abbildung 5.62). Es kann gefolgert werden, dass die inländische Wasserstoffherzeugung aufgrund ihrer Möglichkeit der Flexibilisierung weiterhin einen großen Nutzen für das Energiesystem behält und deswegen erhalten wird.

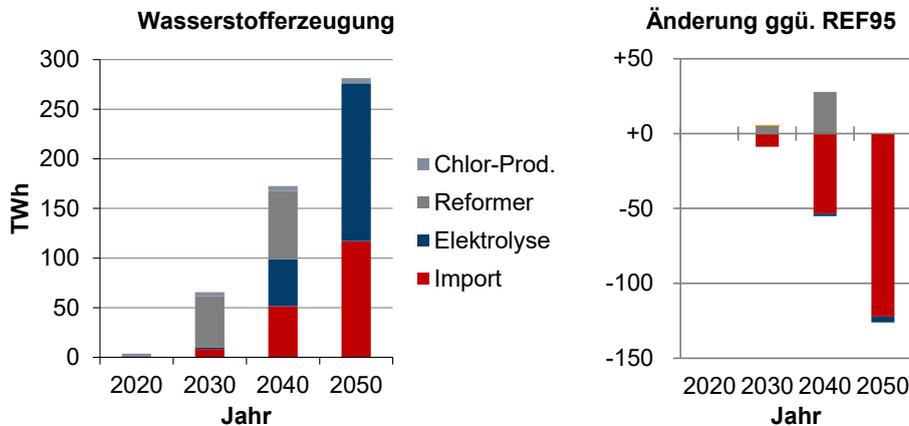


Abbildung 5.62 Entwicklung der Wasserstoffherzeugung des Szenario *RecX* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Der Wasserstoffbedarf ist in Abbildung 5.63 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die größte Änderung gegenüber dem Referenzszenario im Industriesektor stattfindet. Mehr als 110 TWh können in diesem Sektor durch höhere Recyclingquoten eingespart werden, sodass der gesamte Wasserstoffbedarf im Industriesektor im Jahr 2050 auf 74 TWh sinkt.

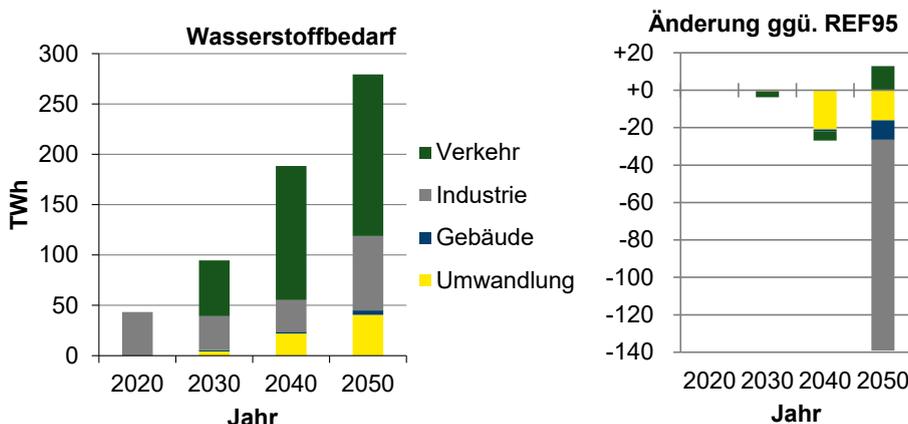


Abbildung 5.63 Entwicklung des Wasserstoffbedarfs des Szenario *RecX* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

In den anderen Sektoren ändert sich die Wasserstoffnachfrage nur unwesentlich. Im Gebäudesektor sinkt der Bedarf leicht, durch einen Rückgang der leitungsgebundenen Wärmelieferung aus Industrieöfen, die mit Wasserstoff betrieben werden. Im Verkehrssektor ist der Einsatz von Wasserstoff weiterhin kostengünstig, sodass ein Teil des freigewordenen Wasserstoffbudgets dort eingesetzt wird.

Industriesektor

In Abbildung 5.64 ist die Entwicklung der Stahlproduktion dargestellt. Es lässt sich beobachten, dass die Recyclingquote der Stahlerzeugung von 30% im Jahr 2020 auf 100% im Jahr 2050 ansteigt. In dieser Branche ist ein vollständiges Recycling für das Gesamtsystem folglich kosteneffizient und den Verfahren der Wasserstoff- und Erdgas-Direktreduktion vorzuziehen. Auch in den Zwischenjahren der Transformation wird auf eine Umstellung auf die Direktreduktion mit Erdgas verzichtet. Lediglich der Elektrolichtbogenofen für das Aufschmelzen von Stahlschrott wird ausgebaut.

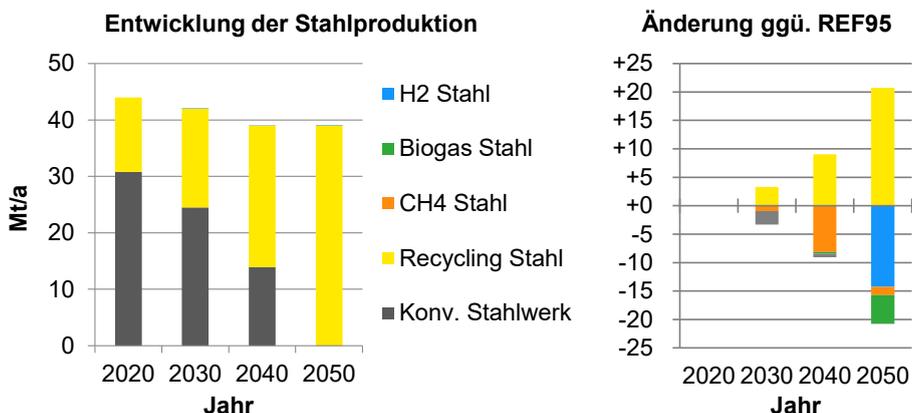


Abbildung 5.64 Entwicklung der Stahlproduktion des Szenario *RecX* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Für den Energieeinsatz in der Stahlindustrie hat das große Folgen (vgl. Abbildung 5.65). Bis zum Jahr 2050 benötigt die Stahlindustrie lediglich ein Fünftel der Energie, die noch im Jahr 2020 eingesetzt wird. Strom macht mit 23 TWh den Großteil aus. Der zusätzliche Wärmebedarf im Elektrolichtbogenofen, der in den Anfangsjahren durch Erdgas für das Vorwärmen der Charge bereitgestellt wird, wird bis zum Jahr 2050 mit Wasserstoff erzeugt.

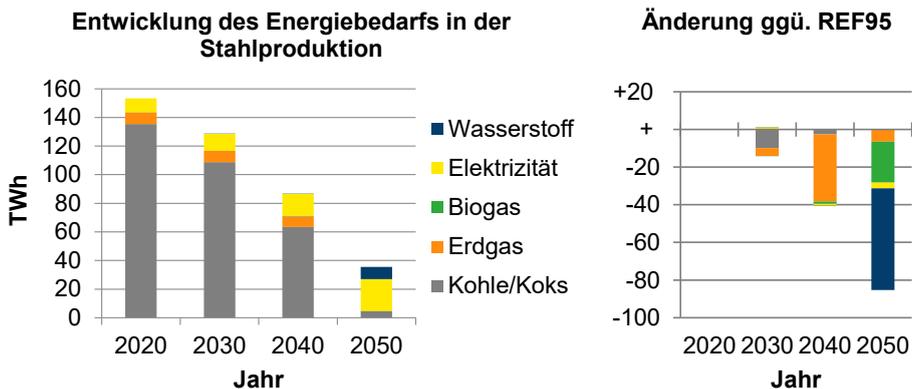


Abbildung 5.65 Entwicklung des Energiebedarfs in der Stahlindustrie des Szenario *RecX* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Trotzdem sinkt der Wasserstoffbedarf der Stahlindustrie bis zum Jahr 2050 um 54 TWh und trägt somit maßgeblich zur geringeren Wasserstoffnachfrage im Industriesektor bei.

Auch in der Aluminiumproduktion wird bis zum Jahr 2050 vollständig auf Recycling von Aluminiumschrott gesetzt (vgl. Abbildung 5.66). Die Recyclingrate steigt von 60% im Jahr 2020 auf 100% im Jahr 2050.

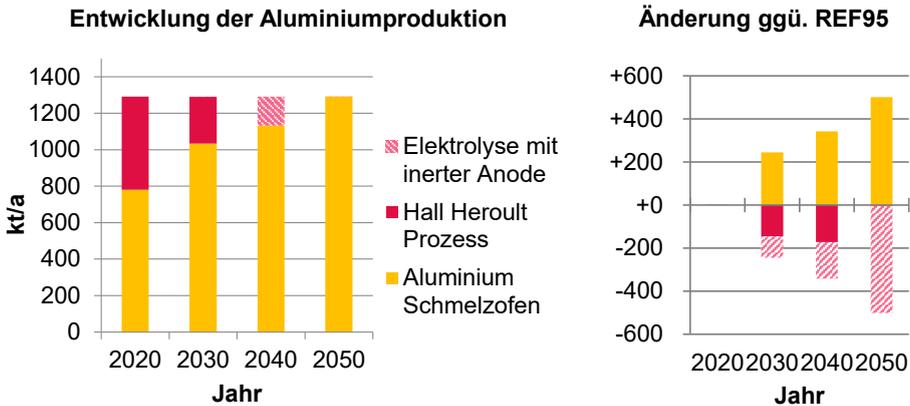


Abbildung 5.66 Entwicklung der Aluminiumproduktion des Szenario RecX bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario REF95 (rechts)

Zwar liegt das Ausmaß der Energieeinsparung für das Gesamtsystem nicht in der gleichen Größenordnung wie bei der Stahlindustrie, allerdings lassen sich innerhalb der Aluminiumindustrie signifikante Einsparungen erkennen (vgl. Abbildung 5.67).

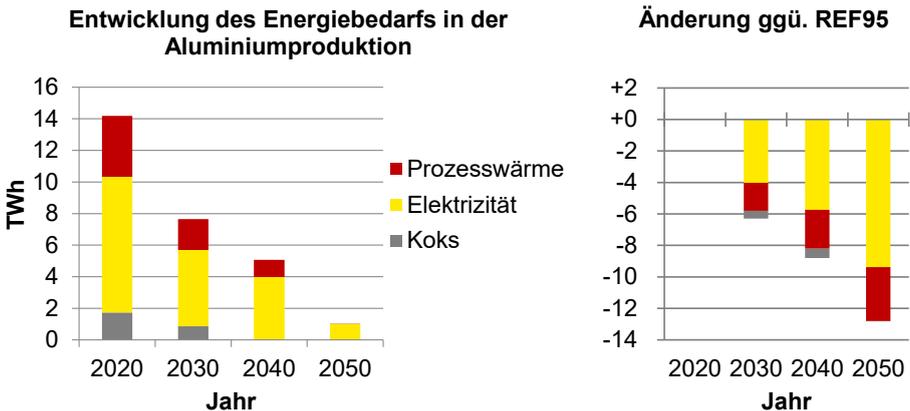


Abbildung 5.67 Entwicklung des Energiebedarfs in der Aluminiumproduktion des Szenario RecX bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario REF95 (rechts)

Der Energiebedarf sinkt bis zum Jahr 2050 auf 1 TWh und macht lediglich 8% des Energiebedarfs im Jahr 2020 aus.

Auch in der Papierherstellung lassen sich Auswirkungen einer höheren Recyclingrate erkennen (vgl. Abbildung 5.68). Während in den Zwischenjahren noch ein ansteigender Energiebedarf zu beobachten ist, der sich durch die steigende Papiernachfrage erklären lässt, liegt der Energiebedarf im Jahr 2050 ca. 10 TWh unter dem Bedarf aus dem Jahr 2020.

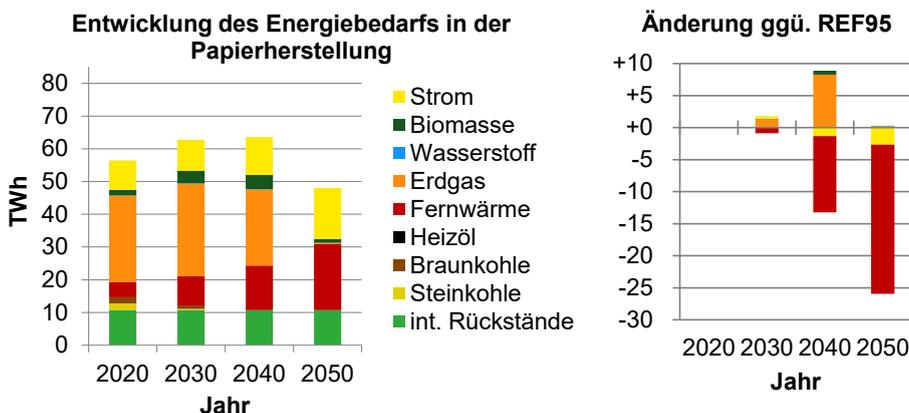


Abbildung 5.68 Entwicklung des Energiebedarfs in der Papierherstellung des Szenario RecX bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario REF95 (rechts)

Auch in der Papierherstellung steigen die Recyclingraten bis zum Jahr 2050 auf 100% an. Anzumerken ist allerdings, dass bereits im Jahr 2020 über alle Papiersorten gemittelt eine Recyclingquote von ca. 77% vorliegt. Ein Anstieg um weitere 23 Prozentpunkte im Vergleich zum Referenzszenario bewirkt eine Verringerung des Energiebedarfs um mehr als 25 TWh.

Die Entwicklung der Methanolproduktion ist in Abbildung 5.69 dargestellt. Der Energiebedarf im Jahr 2050 sinkt im Vergleich zum Referenzszenario um mehr als 130 TWh, sodass der Energiebedarf für die gesamte Methanolproduktion im Jahr 2050 nur noch ca. 46 TWh benötigt.

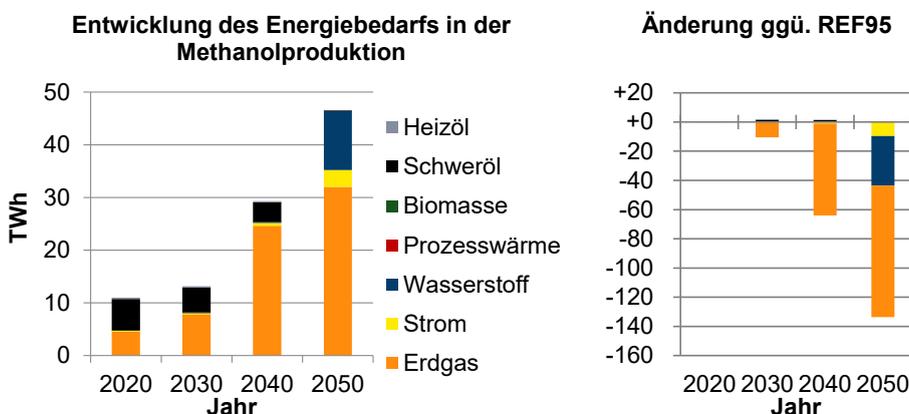


Abbildung 5.69 Entwicklung des Energiebedarfs in der Methanolproduktion des Szenario RecX bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario REF95 (rechts)

Mehr als 30 TWh sind nicht-energetisches Erdgas und ca. 11 TWh nicht-energetischer Wasserstoff. Insgesamt sinkt der nicht-energetische Erdgaseinsatz um 90 TWh und der nicht-energetische Wasserstoffeinsatz um 34 TWh.

Grund dafür ist eine verringerte Methanolnachfrage in der Methanol-to-Olefins Route. Aus Abbildung 5.70 wird die Entwicklung dieser Route ersichtlich. Lediglich 3,3 Mt Methanol werden in der Methanol-to-Olefins Route zu hoch-veredelten Chemikalien verarbeitet. Das sind mehr als 14 Mt Methanol weniger als im Referenzszenario.

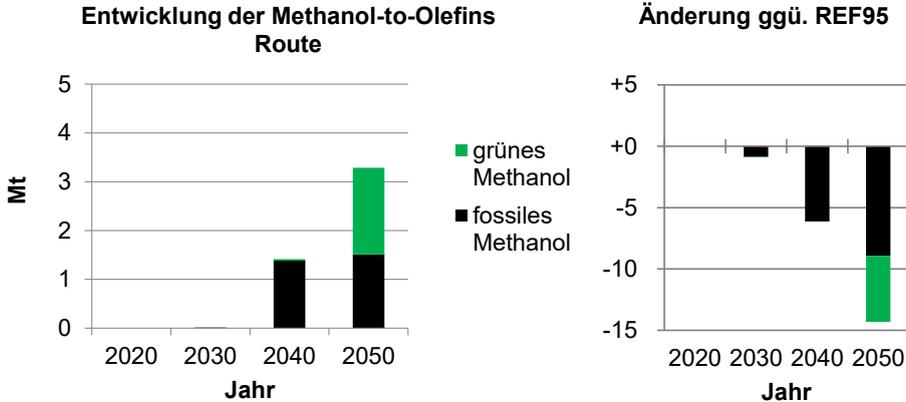


Abbildung 5.70 Entwicklung der Methanol-to-Olefins Route des Szenario RecX bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario REF95 (rechts)

Ausschlaggebend für die geringere Nachfrage an hoch-veredelten Chemikalien ist eine höhere Recyclingquote von Altkunststoff. Abbildung 5.71 zeigt die Entwicklung der Primärplastikproduktion auf. Es lässt sich beobachten, dass mehr als 5 Mt weniger über die Methanol-to-Olefins Route produziert wird und stattdessen Altkunststoff chemisch recycelt wird, um Pyrolyseöl zu gewinnen, das wiederum als Naphthaersatz (grünes Naphtha) im Steam Cracker zu hoch-veredelten Chemikalien aufgespalten werden kann.

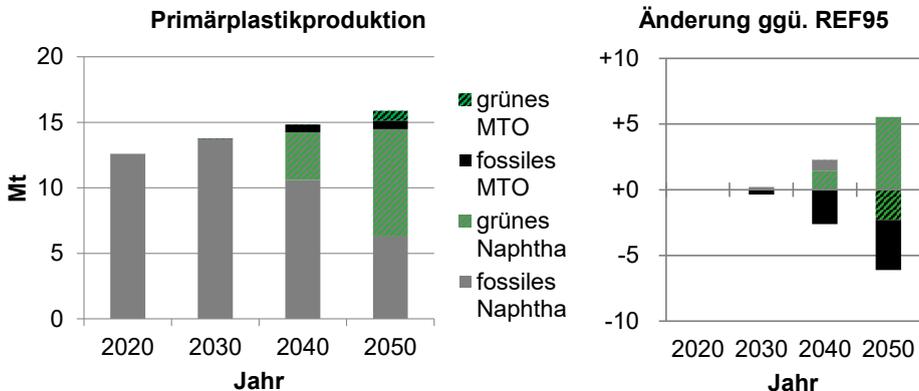


Abbildung 5.71 Entwicklung der Primärplastikproduktion des Szenario RecX bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario REF95 (rechts)

Insgesamt werden auf diese Weise mehr als 8 Mt hoch-veredelte Chemikalien hergestellt.

Die Entwicklung der Verwertung von Altkunststoff ist der Abbildung 5.72 zu entnehmen. Es ist zu beobachten, dass ca. 20 Mt des im Jahr 2050 anfallenden Plastikmülls chemisch recycelt werden. Dies entspricht einer Zunahme von 13 Mt, die im Vergleich zum Referenzszenario zusätzlich chemisch recycelt werden.

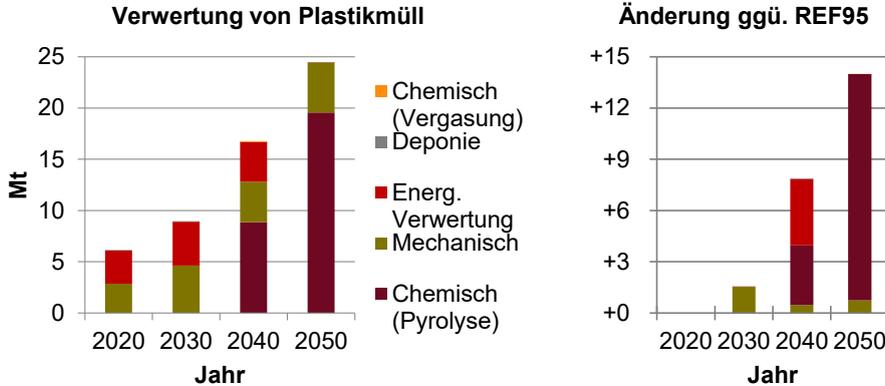


Abbildung 5.72 Entwicklung der Verwertung von Plastikmüll des Szenario RecX bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario REF95 (rechts)

Es lässt sich festhalten, dass das chemische Recycling für die Verwertung von Plastikmüll und die folgende Herstellung von hoch-veredelten Chemikalien von großer Bedeutung ist und eine kosteneffiziente Option darstellt.

In Abbildung 5.73 ist die Entwicklung des industriellen Wasserstoffbedarfs des Szenario RecX dargestellt. Zusammenfassend aus den bereits beschriebenen Ergebnissen, lässt sich erkennen, dass besonders das höhere Stahl- und Plastikrecycling zu einem deutlich geringeren Wasserstoffbedarf im Jahr 2050 führt.

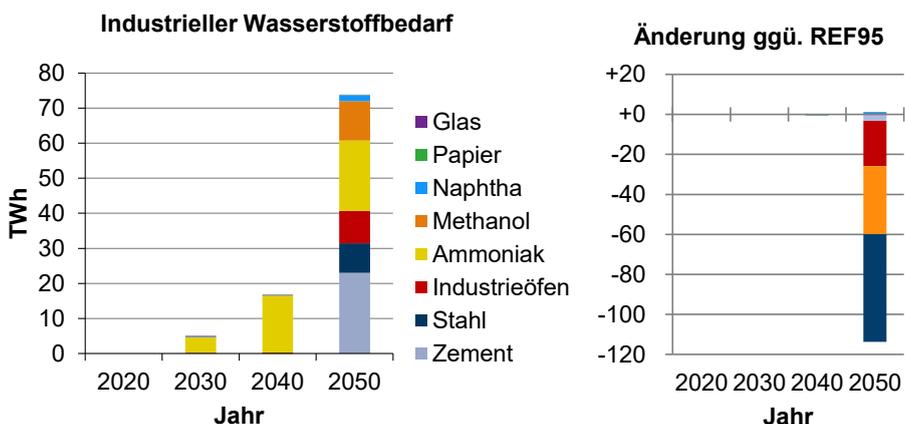


Abbildung 5.73 Entwicklung des industriellen Wasserstoffbedarfs des Szenario *RecX* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Insgesamt werden im Industriesektor ca. 115 TWh weniger Wasserstoff im Jahr 2050 im Vergleich zum *REF95* benötigt. Es lässt sich festhalten, dass höhere Recyclingraten einen großen Einfluss auf den industriellen Wasserstoffbedarf haben.

Systemkosten

Die jährlichen Mehrkosten des Szenario *RecX* sind in Abbildung 5.74 dargestellt. Es ist zu beobachten, dass eine Öffnung der möglichen Recyclingraten die jährlichen Mehrkosten im Vergleich zum Referenzszenario stetig reduziert. Der größte Treiber für die Verringerung der Mehrkosten ist der geringere Import von Wasserstoff, der sich in den Kosten für erneuerbare Energieträger niederschlägt. Außerdem sinken während der Transformation auch die Kosten für die Transformation im Industriesektor selbst. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass keine kostspielige Umstellung der Industrieverfahren vorgenommen werden muss, wie bspw. der Ausbau von Direktreduktionsanlagen in der Stahlindustrie.

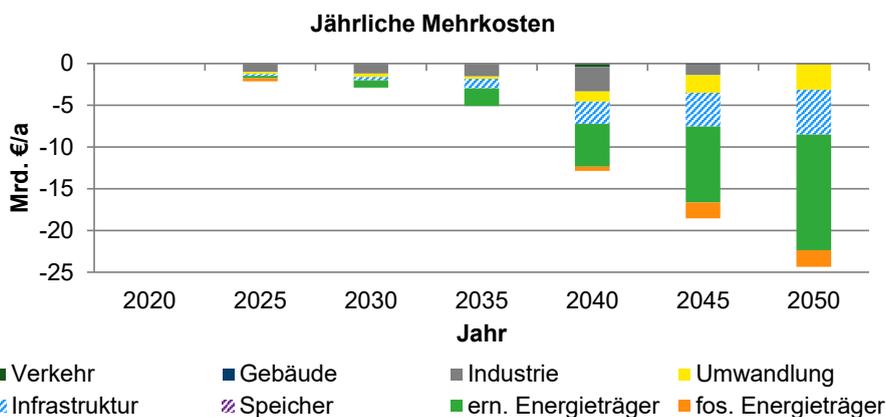


Abbildung 5.74 Aufteilung der jährlichen Mehrkosten des Szenario RecX bis zum Jahr 2050

Insgesamt ergibt sich für das Jahr 2050 eine Verringerung der Mehrkosten im Vergleich zum Referenzszenario von 23 Mrd. €/a. Dies entspricht fast 0,5% des BIP₂₀₅₀ das jährlich durch höhere Recyclingraten eingespart werden kann (vgl. Abbildung 5.75).

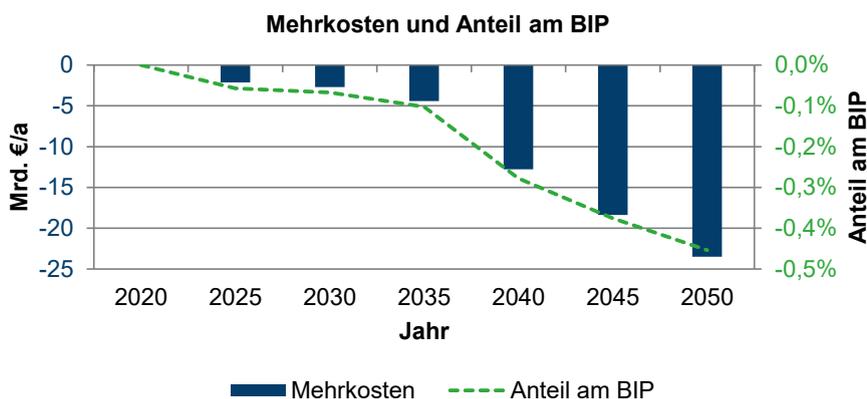


Abbildung 5.75 Entwicklung der jährlichen Mehrkosten des Szenario RecX bis zum Jahr 2050 und Anteil am Bruttoinlandsprodukt (BIP)

Insgesamt kostet die Transformation mit erhöhten Recyclingraten 490 Mrd. € kumuliert über 30 Jahre, und somit 176 Mrd. € (-26%) weniger als im Referenzfall (vgl. Tabelle 5.5). Auch das Szenario RecX muss die gleichen CO₂-Reduktionsziele einhalten wie das Referenzszenario REF95. Durch die geringeren Transformationskosten ergeben sich allerdings auch geringere CO₂-Vermeidungskosten.

Tabelle 5.5 Ausgewählte Systemkosten des Szenario RecX und Änderung gegenüber REF95

	RecX	Änderung ggü. REF95
Kumulierte Mehrkosten über 30 Jahre	490 Mrd. €	-176 Mrd. €
Kumulierte CO₂-Einsparung über 30 Jahre	5699 Mt CO ₂	-
Mittlere spez. CO₂-Vermeidungskosten von 2020-2050	86 €/t CO ₂	-31 €/t CO ₂
Mittlere spez. CO₂-Vermeidungskosten im Jahr 2050	188 €/t CO ₂	-64 €/t CO ₂
Grenzvermeidungskosten im Jahr 2050	517 €/t CO ₂	-121 €/t CO ₂

Die mittleren CO₂-Vermeidungskosten über die gesamte Transformation betragen 86 €/t CO₂ und liegen dadurch 31 €/t CO₂ niedriger als im REF95. Auch die Grenzvermeidungskosten im Jahr 2050 können signifikant um 19% auf 517 €/t CO₂ reduziert werden.

Kurzfasz

Es lässt sich festhalten, dass eine Erhöhung der Recyclingraten nicht nur eine signifikante Änderung des Verfahrens- und Energieträgermixes des Industriesektors im Vergleich zum Referenzfall mit sich bringt, sondern dass auch die Systemkosten deutlich reduziert werden können. Anstrengungen, die Recyclingraten in Deutschland zu erhöhen, können im Idealfall kumulierte Kosteneinsparungen in Höhe von 176 Mrd. € bewirken.

Höhere Recyclingquoten bewirken eine signifikante Primärenergieeinsparung (-10%). Außerdem sinkt der Stromverbrauch und damit die benötigte Stromerzeugung. Der Wasserstoffbedarf ist deutlich geringer, weil in der Stahl- und Methanolherstellung weniger nachgefragt wird. Recycling ist in der Stahlindustrie dem Direktreduktionsverfahren mit Wasserstoff oder Erdgas vorzuziehen. Durch chemisches Recycling von Altkunststoff wird die Methanol-to-Olefins Route ersetzt und die verwertete Altkunststoffmenge verfünffacht sich. In einigen Branchen ist der Effekt geringer (bspw. Papierherstellung), da dort bereits heute hohe Recyclingquoten vorliegen.

5.3.3 Sensitivität 1: Variation der Kosten für Sekundärrohstoffe

Aufgrund der Tatsache, dass eine Erhöhung der Recyclingraten, wie sie im Szenario RecX ermöglicht wird, nicht ohne Weiteres durchführbar ist (bspw. Unreinheiten in Schrotten, verringerte Qualität der erzeugten Produkte, Verfügbarkeit von Sekundärrohstoffen), werden im folgenden Kapitel Ergebnisse einer Sensitivitätsrechnung erläutert. Bei dieser Rechnung werden die Kosten im Szenario RecX für Recyclingverfahren und Sekundärrohstoffe sukzessive erhöht, um den Punkt zu ermitteln, bis zu dem sich Recycling immer noch lohnt.

Stahl

Für Stahlschrott wird im Modell mit Kosten in Höhe von 236 €/t Stahlschrott gerechnet. Die folgende Abbildung 5.76 zeigt die Entwicklung der Stahlerzeugung im Jahr 2050 des Szenarios RecX, wenn die Kosten für Stahlschrott erhöht werden. Es lässt sich beobachten, dass erst ab ca. 472 €/t Stahlschrott ein Verfahrenswechsel weg vom Recycling hin zur Wasserstoffdirektreduktion stattfindet. Ab einem Preis von 570 €/t Stahlschrott wird Stahlrecycling für das Energiesystem zu teuer, es wird vermehrt auf die Direktreduktion mit

Wasserstoff, Erdgas und Biogas gesetzt. Ab ca. 700 €/t Stahlschrott findet kein Stahlrecycling mehr statt.

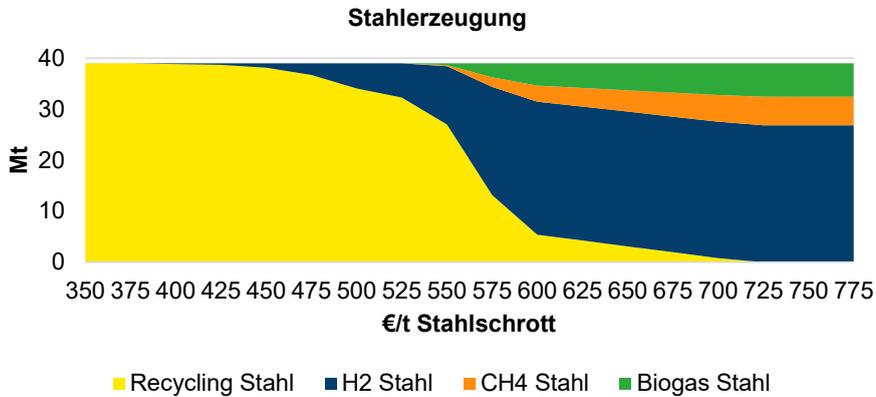


Abbildung 5.76 Entwicklung der Stahlerzeugung im Jahr 2050 des Szenario RecX in Abhängigkeit von den Rohstoffkosten für Stahlschrott

Für den Energiebedarf der Stahlindustrie lässt sich die Entwicklung aus Abbildung 5.77 entnehmen. Anzumerken ist hier, dass der Wasserstoffbedarf, der schon bei geringen Kosten für Stahlschrott erkennbar ist, nicht für die Wasserstoffdirektreduktion, sondern für die Bereitstellung des Wärmebedarfs des Elektrolichtbogenofens eingesetzt wird.

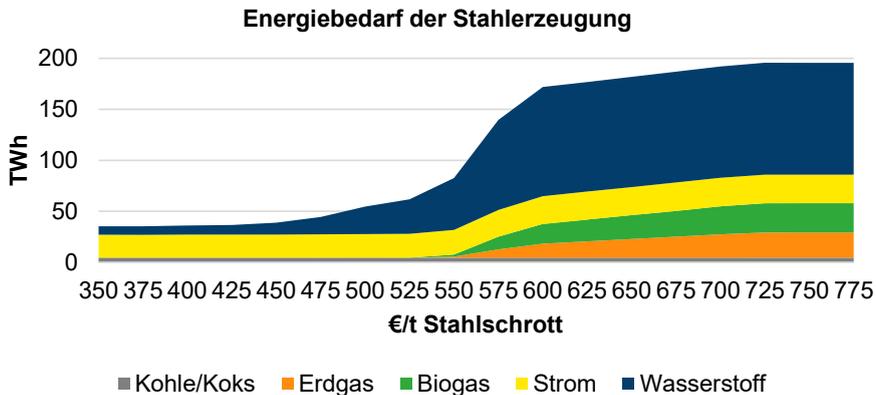


Abbildung 5.77 Entwicklung des Energiebedarfs der Stahlerzeugung im Jahr 2050 des Szenario RecX in Abhängigkeit von den Rohstoffkosten für Stahlschrott

Analog zur Entwicklung der Stahlerzeugung ist erst bei einer Verdopplung der heutigen Stahlschrottkosten eine Änderung des Energiebedarfs in der Stahlindustrie zu beobachten. Ein drastischer Anstieg des Energiebedarfs, im wesentlichen Wasserstoff, ist sogar erst ab einer Kostenbandbreite von 580-590 €/t Stahlschrott zu erkennen.

Es lässt sich festhalten, dass das Stahlrecyclingverfahren erst ab einer Verdopplung heutiger Stahlschrottpreise, durch andere Herstellungsprozesse (Direktreduktion) abgelöst wird. Je nach Stahlart ist der eingesetzte Stahlschrott entsprechend aufzubereiten, um

geforderte Reinheitsgrade einzuhalten. Die Kosten der Aufbereitung lassen sich nur schwer beziffern. Ausgehend von den berechneten Kosten könnte im Umkehrschluss ein Teil der gegenüber heute doppelt so hohen Kosten für die Aufbereitung genutzt werden, wodurch die Option immer noch kosteneffizient wäre.

Kunststoff

In Abbildung 5.78 ist die Entwicklung der Verwertung von Altkunststoff im Jahr 2050 in Abhängigkeit von den Kosten für chemisches Recycling dargestellt. Über alle Szenarien werden Kosten für das chemische Recycling in Höhe von 524 €/t Pyrolyseöl angenommen (vgl. [24]).

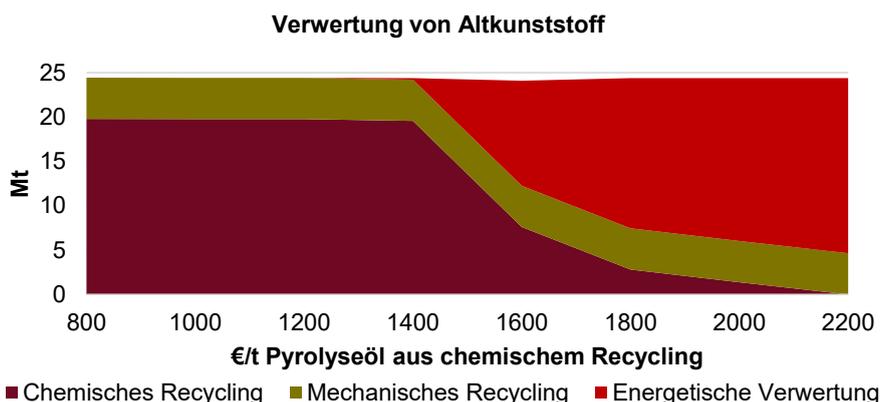


Abbildung 5.78 Entwicklung der Altkunststoff-Verwertung im Jahr 2050 des Szenarios RecX in Abhängigkeit von den Kosten für chemisches Recycling

Erst eine Verdreifachung der Kosten für chemisches Recycling verändert die Zusammensetzung der Verwertung von Altkunststoff. Ab 1400-1500 €/t Pyrolyseöl wird das chemische Recycling substituiert, indem die energetische Verwertung von Altkunststoff das Recycling ersetzt. Daraus lässt sich ableiten, dass selbst ein Anstieg der Kosten für das chemische Recycling von ca. 1000 €/t Pyrolyseöl für das Gesamtsystem immer noch tragbar sind und zu einer Transformation führen, in der chemisches Recycling weiterhin eine tragende Rolle spielt.

Papier

Die Entwicklung der Papierherstellung im Jahr 2050 in Abhängigkeit von den Kosten für Altpapier ist in Abbildung 5.79 dargestellt. Dabei ist die Papierherstellung in Verpackungs-, Grafik-, Hygiene- und Spezialpapier unterteilt. Die schraffierte Fläche gibt jeweils die Menge der Papiersorte an, die über Recycling bereitgestellt wird.

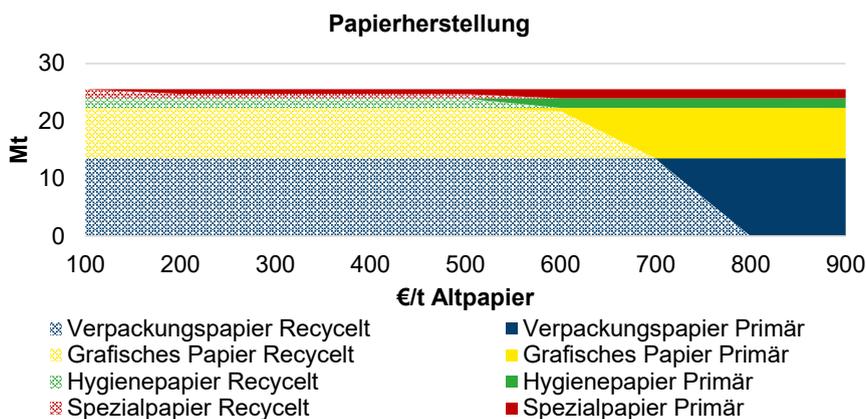


Abbildung 5.79 Entwicklung der Papierherstellung im Jahr 2050 des Szenarios RecX in Abhängigkeit von den Rohstoffkosten für Altpapier

Es zeigt sich, dass die Produktion von Verpackungs- und Grafikpapieren erst ab 600-700 €/t Altpapier auf die Primärproduktion wechselt. Bis zu diesen Kosten ist Papierrecycling eine kosteneffiziente Option. Angelehnt an die heutigen Kosten für Altpapier werden über alle Szenarien 50 €/t Altpapier angenommen. Daraus folgt, dass Papierrecycling für das Energiesystem erst ab einem Faktor 10 der heutigen Altpapierkosten zu teuer wird. Ein möglicher zukünftiger Anstieg der Kosten, bspw. für Sammlung und Aufbereitung von Altpapier, könnte dementsprechend gut verkräftet werden.

Kurzfasit

Die Variation der Kosten für Sekundärrohstoffe verdeutlicht, dass Recycling eine robuste Maßnahme im Kontext einer Treibhausgasminderung ist. Die Substitution der Recyclingverfahren durch andere Prozesse erfolgt erst, wenn die Sekundärrohstoffkosten deutlich erhöht werden. Für die Stahlerzeugung erfolgt eine Substitution bei einer Verdopplung der Stahlschrottpreise, bei der Altkunststoffverwertung ist eine Verdreifachung der Pyrolyseölpreise notwendig. Es ist davon auszugehen, dass eine Aufbereitung von Sekundärrohstoffen aufwändig und mit Mehrkosten verbunden ist. Diese Mehrkosten könnten demnach kompensiert werden und würden die Kosteneffizienz der Recyclingmaßnahmen nicht beeinträchtigen.

5.3.4 Sensitivität 2: Geringere Industriegüterproduktion

Wie die vorherigen Analysen zeigen, bewirken Recyclingverfahren eine erhebliche Energieeinsparung. Um das Ausmaß dieser Einsparung besser einordnen zu können, werden im Rahmen dieser Sensitivität die Industriegüterproduktionsmengen variiert. Ausgehend von den im Referenzszenario angenommenen Mengen werden diese um 10% (*Industrie10*) bzw. 20% (*Industrie20*) abgesenkt. Die detaillierten Annahmen finden sich in Anhang 7.2. Die Analysen werden für das Jahr 2050 durchgeführt. Verglichen werden die beiden Szenarien mit dem Szenario *RecX*, in dem maximale Recyclingraten möglich sind.

In Abbildung 5.80 ist die Veränderung des Primärenergieverbrauchs zum Referenzszenario für die Szenarien *Industrie10*, *Industrie20* und *RecX* aufgetragen. Eine Reduktion der Industriegüternachfrage in Deutschland im Jahr 2050 um 10% hat eine Reduktion des

Primärenergieverbrauchs vor mehr als 50 TWh zur Folge. Wird die Nachfrage um weitere 10% verringert, können auf diese Weise mehr als 110 TWh eingespart werden. Dies entspricht in etwa der Reduktion, die auch durch maximales Recycling gewonnen werden kann.

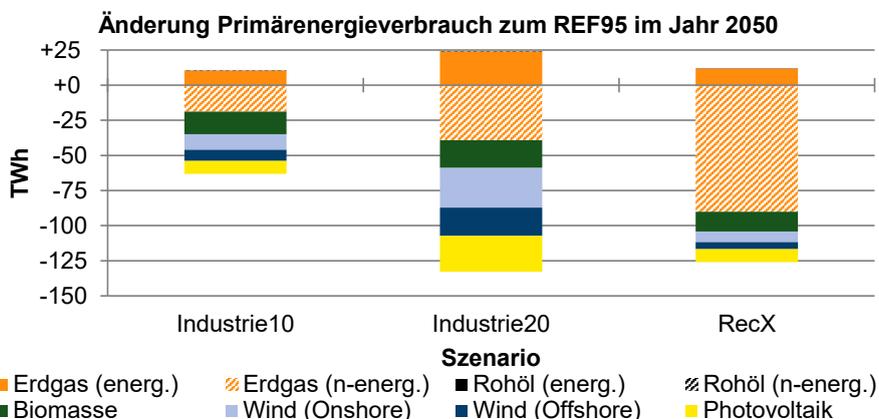


Abbildung 5.80 Änderung des Primärenergieverbrauchs in den Industrie- und Recycling-Szenarien im Vergleich zum REF95 im Jahr 2050

Ein Unterschied zwischen der Verringerung der Industriegüternachfrage und maximalen Recyclingraten liegt in der Zusammensetzung des reduzierten Primärenergiebedarfs. Da eine Erhöhung der Recyclingraten eine große Auswirkung auf das chemische Recycling von Altkunststoffen hat, wird dementsprechend weniger Erdgas als nicht-energetischer Rohstoff benötigt. Eine Reduktion der Industriegüternachfrage hat keinen besonderen Effekt auf eine spezielle Branche, sodass neben der Einsparung von Rohstoffen für die chemische Industrie auch Biomasse zur Prozesswärmebereitstellung und erneuerbare Stromerzeugung eingespart werden kann. Des Weiteren ist zu beobachten, dass mehr fossiles Erdgas im Energiesystem eingesetzt wird. Dies liegt daran, dass durch eine Reduktion der Industriegüterproduktion, ebenso wie durch eine Erhöhung der Recyclingraten, CO₂-Emissionen im Industriesektor eingespart werden können. Dieses freiwerdende CO₂-Budget kann durch den Einsatz des kostengünstigen Energieträgers Erdgas aufgebraucht werden.

Dies wirkt sich direkt auf die zu installierenden Kapazitäten im Jahr 2050 aus (vgl. Abbildung 5.81). Eine Reduktion der Industriegüternachfrage um 10% hat ähnlich geringe Auswirkungen auf die installierten Leistungen wie eine Erhöhung der Recyclingraten und führt zu einer Kapazitätseinsparung von ca. 20 GW. Eine Reduktion um 20% führt zu einem Kapazitätsrückgang im Jahr 2050 um mehr als 50 GW.

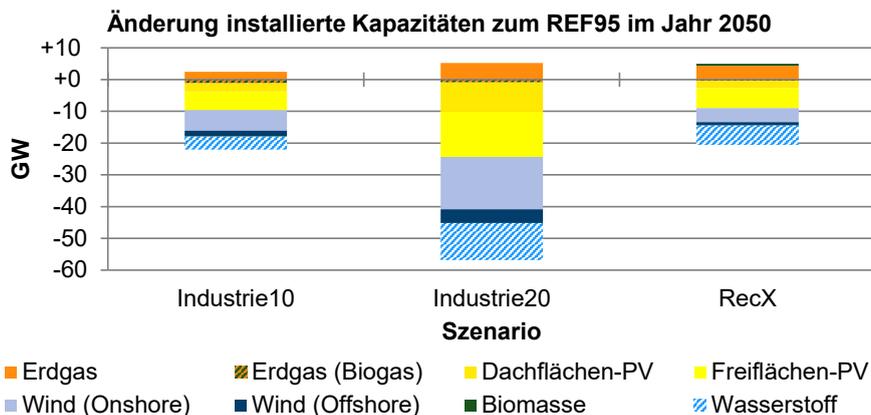


Abbildung 5.81 Änderung der installierten Leistung in den Industrie- und Recycling-Szenarien im Vergleich zum REF95 im Jahr 2050

Vor allem Onshore-Windanlagen (-16 GW) und Freiflächen-PV (-14 GW) können eingespart werden. Außerdem wird eine um ca. 12 GW geringere Rückverstromungskapazität benötigt.

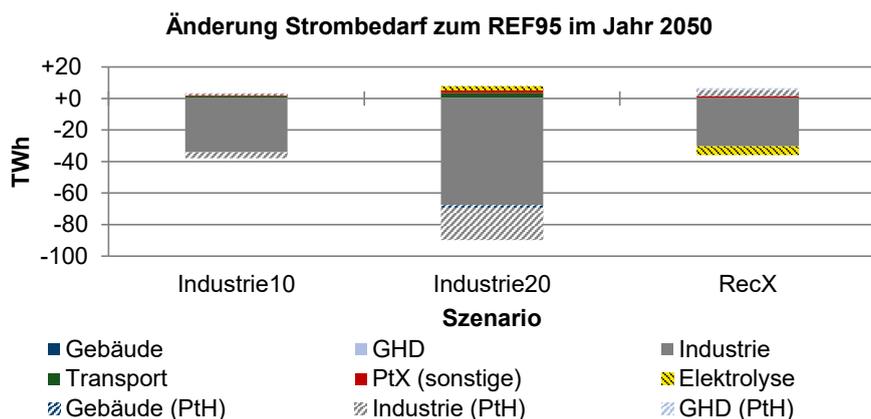


Abbildung 5.82 Änderung des Strombedarfs in den Industrie- und Recycling-Szenarien im Vergleich zum REF95 im Jahr 2050

Treiber für den Rückgang der Kapazitäten ist eine Reduktion des Strombedarfs in allen Szenarien (vgl. Abbildung 5.82). Im Industriesektor können durch die Senkung der Güterproduktion um 20% ca. 90 TWh Strom eingespart werden. Im Szenario *RecX* werden jeweils nur etwas mehr als 30 TWh eingespart, was in etwa der Einsparung des Szenarios *Industrie10* entspricht.

Ein weiterer großer Effekt kann bei der Wasserstoffnachfrage festgestellt werden (vgl. Abbildung 5.83). Schon eine Reduktion der Industrienachfrage um 10% hat das Potenzial, den Wasserstoffbedarf im Industriesektor im Jahr 2050 um 70 TWh zu senken, was einer Reduktion gegenüber *REF95* von ca. 35% entspricht.

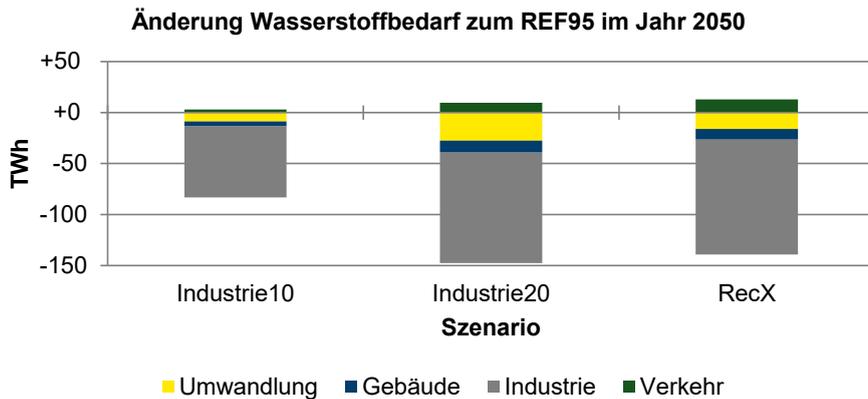


Abbildung 5.83 Änderung des Wasserstoffbedarfs in den Industrie- und Recycling-Szenarien im Vergleich zum REF95 im Jahr 2050

Mit 110 TWh fällt die Reduktion des Wasserstoffbedarfs im Szenario *Industrie20* noch deutlicher aus. Obwohl der Wasserstoffminderbedarf in den Szenarien *Industrie20* und *RecX* damit ähnlich ist, gibt es doch entscheidende Unterschiede bei der Verwendung (vgl. Abbildung 5.84).

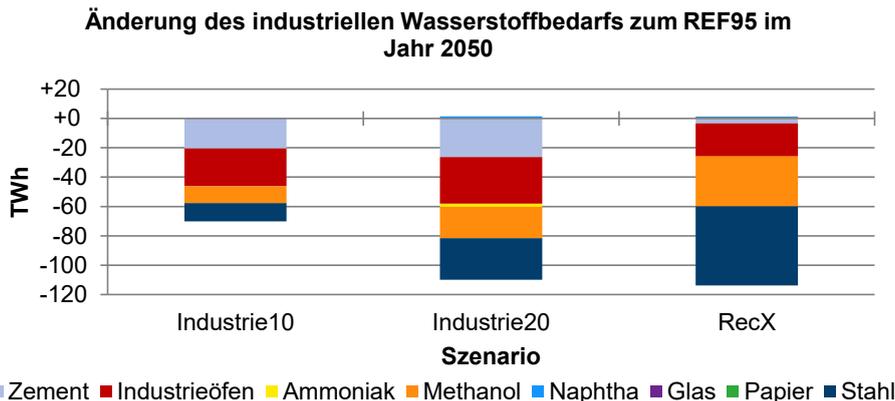


Abbildung 5.84 Änderung des industriellen Wasserstoffbedarfs in den Industrie- und Recycling-Szenarien im Vergleich zum REF95 im Jahr 2050

Im Szenario *RecX* werden 54 TWh weniger Wasserstoff für die Stahlherstellung benötigt, da ein maximales Recycling von Stahlschrott im Elektrolichtbogenofen die Primärstahlproduktion aus der Wasserstoff-Direktreduktion überflüssig macht. Ebenso werden 34 TWh weniger Wasserstoff für die Herstellung von Methanol benötigt, da es durch ein erhöhtes Recycling von Altkunststoff einen Minderbedarf an grünem Methanol für die Herstellung von hoch-veredelten Chemikalien über die Methanol-to-Olefins Route gibt. Da im Modell beispielsweise keine zukünftigen Recyclingverfahren für die Herstellung von Zement hinterlegt sind, können im Szenario *RecX* in der Branche auch keine Veränderungen im Wasserstoff-einsatz beobachtet werden. Eine Reduktion der zu produzierenden Industriegüter um 20% hat allerdings einen Einfluss auf den Energiebedarf jeder Industriebranche. Somit können

dadurch auch 26 TWh Wasserstoff für die Herstellung von Zement eingespart werden. Bei der Produktion von Stahl und Methanol fällt der Wasserstoffminderbedarf mit 28 TWh, bzw. 21 TWh, allerdings etwas geringer aus. Da die Recyclingraten für die Stahl- und Kunststoffherstellung im Vergleich zum Referenzszenario nicht verändert wurden, muss weiterhin Stahl über die Wasserstoffdirektreduktion und hoch-veredelte Chemikalien über die Methanol-to-Olefins Route produziert werden.

Für den Endenergiebedarf des Industriesektors ergeben sich über alle drei Szenarien große Änderungen. Diese sind in Abbildung 5.85 dargestellt. Eine Reduktion der Industrieproduktion um 10% bewirkt eine Endenergieeinsparung von mehr als 100 TWh im Jahr 2050. Dieser Minderbedarf teilt sich in 70 TWh Wasserstoff, 37 TWh Strom und 19 TWh Erdgas auf.

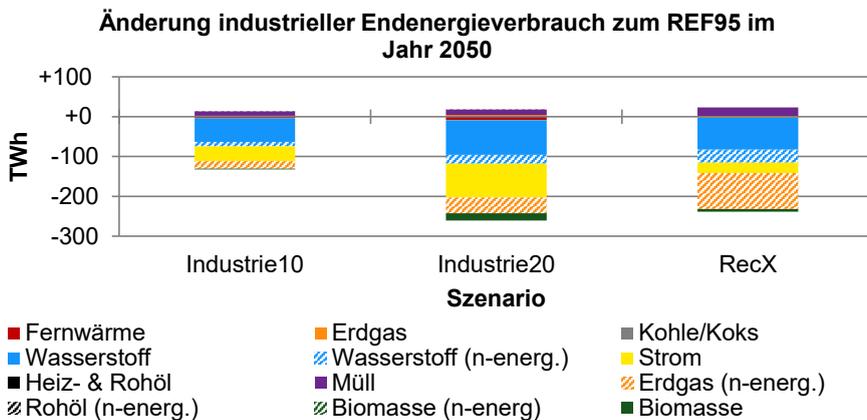


Abbildung 5.85 Änderung des industriellen Endenergiebedarfs in den Industrie- und Recycling-Szenarien im Vergleich zum REF95 im Jahr 2050

Deutlich größer fällt der Minderbedarf bei einer Reduktion der Industrieproduktion um 20% aus. Mehr als 110 TWh Wasserstoff, 85 TWh Strom und 39 TWh Erdgas können auf diese Weise eingespart werden. Insgesamt ergibt sich dadurch eine Reduktion von ca. 250 TWh, was einer Reduktion gegenüber REF95 von ca. 23% entspricht. Damit liegt der Minderbedarf in der gleichen Größenordnung wie beim Szenario RecX.

Kurzfasz

Diese Sensitivität zeigt, dass eine Verringerung der Güterproduktion um 20% im Jahr 2050 vergleichbare Energieeinsparungen bewirkt, wie durch ein Ausschöpfen der maximalen Recyclingraten erreicht werden können. Allerdings ist die Zusammensetzung des Energieträgermixes sehr unterschiedlich. Ein Absenken der Güterproduktion betrifft alle Sektoren, während Recycling sich auf nur einige Branchen beschränkt. Darüber hinaus hat Recycling je nach Branche unterschiedliche Ausprägungen. Die Änderungen bei der Strom- und Wasserstoffnachfrage führen zu signifikanten Systemeffekten. Es lässt sich feststellen, dass die Festlegung von zukünftigen Güterproduktionen eine Stellschraube mit erheblichen Auswirkungen auf das Energiesystem darstellt.

5.3.5 Zusammenfassung und Diskussion

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Recycling-Szenarien vorgestellt. Dabei werden die systemischen Effekte analysiert und die Bedeutung von Recyclingmaßnahmen im Kontext von Klimagas-minderung des deutschen Energiesystems abgeschätzt.

Zunächst werden die Ergebnisse des Szenarios *w/oRec* beschrieben, in dem keine Recyclingmaßnahmen zur Verfügung stehen. Für den Primärenergieverbrauch ergibt sich ein Mehrbedarf von 300 TWh im Jahr 2050, der fast ausschließlich durch einen höheren Endenergiebedarf im Industriesektor in Höhe von 285 TWh bedingt ist. Für die Stahlproduktion werden 36 TWh mehr Wasserstoff benötigt im Vergleich zum Referenzszenario *REF95*, sodass 98 TWh Wasserstoff im Jahr 2050 in Direktreduktionsanlagen eingesetzt werden. Außerdem werden im Vergleich zum *REF95* zusätzlich 41 TWh Wasserstoff für die Methanolherstellung benötigt. Insgesamt liegt der industrielle Wasserstoffbedarf damit mehr als 150 TWh über dem des *REF95* bei ca. 350 TWh. Eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 95% im Jahr 2050 ohne Recyclingmaßnahmen ist nur durch einen erheblichen finanziellen Mehraufwand zu erreichen. Im Gegensatz zum Referenzfall steigen die kumulierten Kosten der Transformation um 84%, bzw. 557 Mrd. €, zusätzlich an. Weiterhin lässt sich feststellen, dass ohne Recycling bereits heute Mehrkosten in Höhe von 13 Mrd. €/a zu verzeichnen sind.

Anschließend wird das Szenario *RecX* analysiert, in dem die Begrenzung der möglichen Recyclingrate aufgehoben wird und bis zu 100% in den jeweiligen Industrieprozessen recycelt werden kann. Bis zum Jahr 2050 werden die Recyclingquoten auch maximal ausgenutzt. Das bedeutet, dass sowohl in der Stahl-, Aluminium-, Papier-, Glas-, und Kunststoffherstellung ausschließlich Sekundärrohstoffe eingesetzt werden. Dadurch ergibt sich im Jahr 2050 eine Reduktion des Primärenergiebedarfs von 250 TWh und des Endenergiebedarfs in der Industrie von 200 TWh im Vergleich zum Referenzfall. Die Stahlproduktion benötigt im Jahr 2050 lediglich 22 TWh Strom für den Elektrolichtbogenofen und keinen Wasserstoff mehr für die Direktreduktion. In der Methanolherstellung fallen sowohl 90 TWh Erdgas als auch 34 TWh Wasserstoff weg, da 14 Mt Methanol weniger in der Methanol-to-Olefins Route zu hoch-veredelten Chemikalien verarbeitet werden. Grund dafür ist eine Zunahme des chemischen Recyclings von Altkunststoff, wodurch 8 Mt primäre hoch-veredelte Chemikalien gewonnen werden können. Insgesamt sinken im Szenario *RecX* die Mehrkosten der Transformation im Vergleich zum *REF95* um 26% (176 Mrd. €). Anstrengungen die Recyclingraten zu erhöhen haben großes Potenzial, den finanziellen Mehraufwand der Energiewende zu verringern.

Abschließend werden Sensitivitätsrechnungen durchgeführt, in denen die Kosten für ausgewählte Sekundärrohstoffe und Recyclingverfahren variiert werden, um zu analysieren bis zu welchem Punkt Recycling eine kosteneffiziente Option für die Reduktion von Treibhausgasemissionen bleibt. Für die Stahlerzeugung steht im Jahr 2050 eine Spanne von 300 €/t zu heutigen Stahlschrottkosten zur Verfügung, die bspw. für die Reinigung und Aufbereitung von Stahlschrott genutzt werden kann. Innerhalb dieser Spanne ist Stahlrecycling eine kosteneffiziente Reduktionsmaßnahme. Für das zukünftig verfügbare chemische Recycling kann ein Anstieg der Kosten auf 1500 €/t Pyrolyseöl verkraftet werden, sodass auch das chemische Recycling eine kosteneffiziente Option bleibt. Für die Papierherstellung zeigt sich, dass sogar eine Erhöhung der Altpapierkosten um den Faktor 10 im Vergleich zu

heutigen Kosten, nicht zu einer Verringerung des Papierrecyclings führt. Für Papierrecycling ergibt sich damit eine Spanne von ca. 500 €/t Altpapier die für eine bessere Sammlung und Aufbereitung von Altpapier genutzt werden kann.

Eine Verringerung der zukünftigen Industriegüterproduktion in Deutschland hat signifikante Auswirkungen auf das Energiesystem. Bei einer Verringerung um 10%, bzw. 20%, im Jahr 2050 sinkt der Primärenergiebedarf im Vergleich zum Referenzszenario um 50 TWh, bzw. 110 TWh. Verglichen mit einer Erhöhung der Recyclingraten spart ein Absenken der Industriegüternachfrage um 20% im Jahr 2050 annähernd genauso viel ein. Allerdings werden zusätzlich 50 GW weniger Stromerzeugungskapazitäten benötigt, aufgrund der niedrigen industriellen Stromnachfrage, die um 90 TWh niedriger liegt. Bei einer Reduktion der Güternachfrage um 10% wird der Stromverbrauch um 30 TWh verringert. Eine Erhöhung der Recyclingraten hat den gleichen Effekt. Der größte Unterschied ist im Wasserstoffbedarf der Industrie zu beobachten. Insgesamt kann forciertes Recycling mit 110 TWh genauso viel Wasserstoff einsparen wie eine Reduktion der Industrieproduktion um 20%. Allerdings ist die branchenspezifische Aufteilung des industriellen Minderbedarfs unterschiedlich. Erhöhte Recyclingraten führen vor allem zu weniger Wasserstoffbedarf bei der Stahl- und Methanolherstellung. Eine verringerte Güterproduktion hat zudem Auswirkungen auf den Wasserstoffbedarf in Branchen, in denen kein Recycling stattfindet (bspw. Zementherstellung). Die Ergebnisse dieser zweiten Sensitivität verdeutlichen den signifikanten Einfluss von Recycling auf den Energieverbrauch, der vergleichbar mit den Auswirkungen einer reduzierten Güternachfrage ist. Des Weiteren wird deutlich, dass die Höhe der Güternachfrage einen erheblichen Einfluss auf das Modellergebnis besitzt.

Insgesamt lässt sich durch die Analysen feststellen, dass Recycling ein wichtiger und zugleich robuster Baustein im Kontext einer Klimagasminierungsstrategie ist. Außerdem zeigt sich, dass der Preis für Sekundärrohstoffe kein sensitiver Parameter ist.

5.4 Untersuchungen zu einer grünen Chemieindustrie

Dieses Kapitel beschreibt die Ergebnisse des Szenarios *GreenChem*, mit dem die Umstellung der Chemieindustrie hin zu einer vollständig erneuerbaren Rohstoffversorgung untersucht wird. Wie bereits in den vorherigen Analysen dient das Referenzszenario *REF95* als Vergleichsbasis. Da eine Defossilisierung einen Mehrbedarf an erneuerbaren Energien sowie grünem Wasserstoff bedeutet, stellt sich die Frage nach dem Aufkommen (inländische Erzeugung / Import). Mit dem Szenario *GreenChemX* wird analysiert, wie ein Energiesystem ausgestaltet werden müsste, wenn keine Importe möglich wären. Eine Zusammenfassung schließt diesen Abschnitt ab.

5.4.1 Umstellung auf eine erneuerbare Rohstoffversorgung (*GreenChem*)

In diesem Unterkapitel werden die Ergebnisse des Szenario *GreenChem* beschrieben. Dabei wird zusätzlich zum 95%-Reduktionsziel im Jahr 2050 die chemische Industrie vollständig auf einen Einsatz mit erneuerbaren Rohstoffen umgestellt (Defossilisierung). Der Fokus der folgenden Analyse wird auf den Industriesektor gelegt, und hier im Speziellen auf die chemische Industrie.

Primärenergiebedarf

Die Abbildung 5.86 zeigt die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs, sowie die Änderung gegenüber dem Referenzszenario *REF95*. Im Jahr 2050 ist keine große absolute Änderung des Primärenergieverbrauchs zu erkennen. Im Szenario *GreenChem* wird eine zusätzliche Energiemenge von 80 TWh benötigt. Allerdings wechselt die energiespezifische Aufteilung des Verbrauchs von nicht-energetischem Erdöl und Erdgas hin zu Wasserstoff.

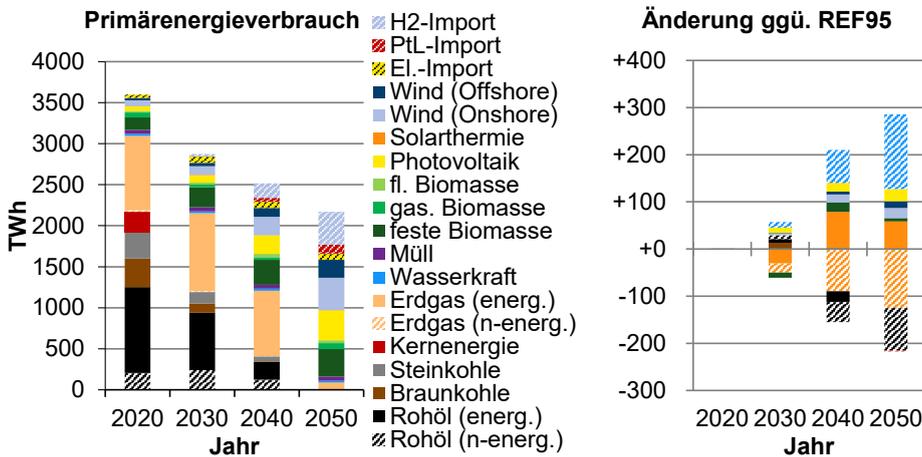


Abbildung 5.86 Entwicklung des Primärenergiebedarfs des Szenario *GreenChem* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Im Jahr 2050 werden ca. 160 TWh mehr Wasserstoff benötigt, die 91 TWh Erdöl und 125 TWh Erdgas substituieren. Zusätzlich fällt ein geringer Mehrverbrauch von energetisch eingesetztem Erdgas (59 TWh) an. Dies lässt sich durch das freigewordene CO₂-Budget in der chemischen Industrie erklären. Durch den Zwang, die chemischen Verfahren auf erneuerbare Rohstoffe umzustellen, fallen in dem Bereich weniger CO₂-Emissionen an, die in anderen Bereichen, bspw. Stromerzeugung (vgl. Abbildung 5.89) und Stahlerzeugung (vgl. Abbildung 5.94), mehr emittiert werden können, um das Gesamtminderungsziel einzuhalten.

Endenergiebedarf

Aus Abbildung 5.87 lässt sich erkennen, dass eine Änderung des Endenergieverbrauchs fast ausschließlich im Industriesektor stattfindet. Zum einen werden 30 TWh weniger nicht-energetisch eingesetzt und zum anderen 115 TWh mehr energetisch.

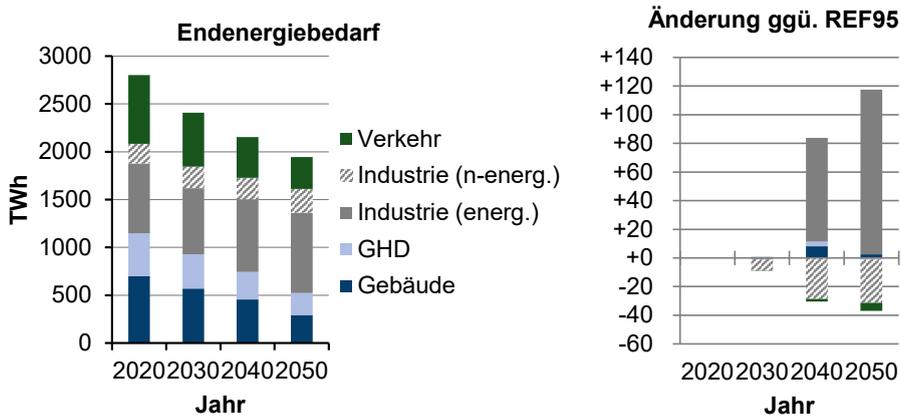


Abbildung 5.87 Entwicklung des Endenergiebedarfs des Szenario *GreenChem* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Eine leichte Änderung ergibt sich auch im Gebäudesektor. Dies hat mit dem erhöhten Wasserstoffbedarf in der Industrie zu tun, wodurch 13 TWh aus dem Gebäudesektor abgezogen werden (vgl. Abbildung 5.92) und stattdessen durch andere Maßnahmen (z.B. den Einsatz von Wärmepumpen) kompensiert werden.

Installierte Kapazitäten der Stromerzeugung

Die Umstellung der chemischen Industrie hat auch Einfluss auf die Stromerzeugung. Insgesamt müssen ca. 45 GW mehr Kapazitäten installiert werden (davon 16 GW Windkraft und 25 GW Photovoltaik). Das Verschieben des CO₂-Budgets aus der chemischen Industrie führt dazu, dass 10 GW mehr Erdgaskraftwerke installiert werden können (vgl. Abbildung 5.88). Diese werden allerdings im Spitzenlastbetrieb gefahren und ersetzen zum Großteil die Wasserstoffrückverstromung.

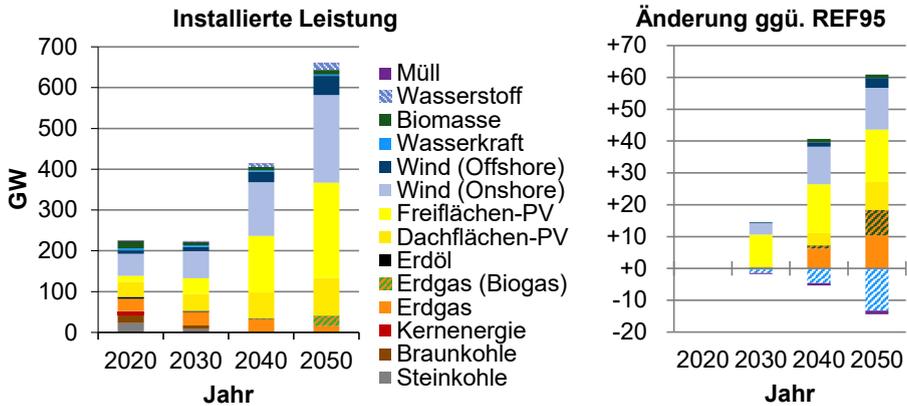


Abbildung 5.88 Entwicklung der installierten Leistung des Szenario *GreenChem* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Insgesamt steigt die installierte Leistung im Jahr 2050 auf 661 GW an und liegt damit um ca. 9% über der Gesamtkapazität des Referenzszenarios.

Stromerzeugung

Die Entwicklung der Stromerzeugung ist in Abbildung 5.89 dargestellt. Im Jahr 2050 steigt die gesamte Stromerzeugung im Szenario *GreenChem* im Vergleich zum *REF95* um ca. 8%, bzw. ca. 80 TWh.

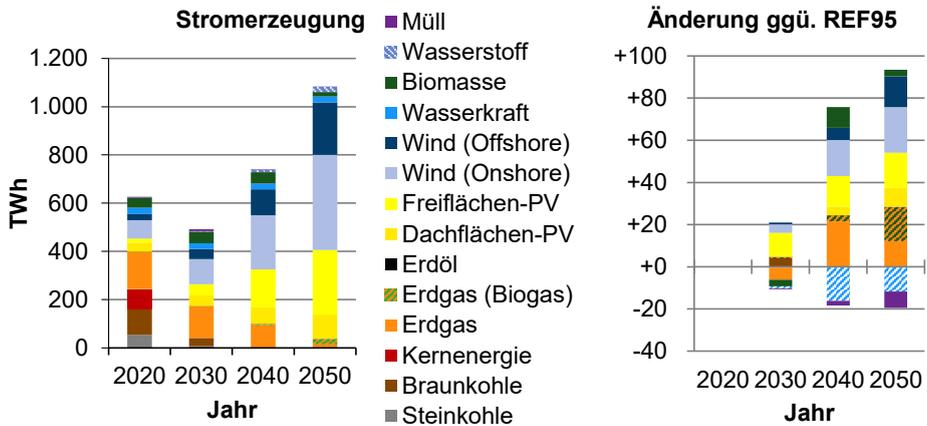


Abbildung 5.89 Entwicklung der Stromerzeugung des Szenario *GreenChem* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Sowohl über Windenergieanlagen als auch über Photovoltaikanlagen werden jeweils ca. 25 TWh mehr Strom im Jahr 2050 erzeugt. Die geringere Wasserstoffrückverstromung (-12 TWh) wird durch Erdgaskraftwerke substituiert.

Stromverbrauch

Grund für die Änderungen in der Stromerzeugung ist eine erhöhte Stromnachfrage im Industriesektor. Abbildung 5.90 verdeutlicht, dass im Jahr 2050 ca. 70 TWh mehr Strom für die Industrie benötigt werden. Davon entfallen mehr als 55% (ca. 40 TWh) auf Power-to-Heat Technologien zur Prozesswärmebereitstellung. Außerdem werden im Jahr 2050 für die Herstellung von grünem Naphtha in der Fischer-Tropsch-Synthese (Power-to-X, vgl. Abbildung 5.98) 10 TWh Strom zusätzlich benötigt.

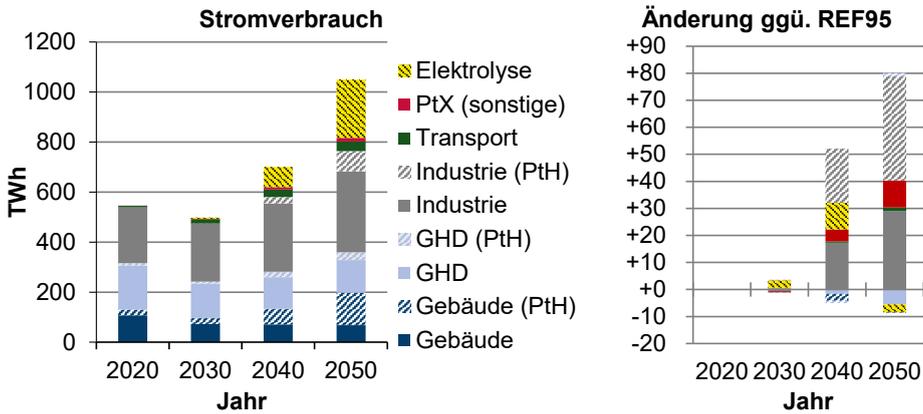


Abbildung 5.90 Entwicklung des Strombedarfs des Szenario *GreenChem* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Wasserstoffherzeugung und -verbrauch

Größere Veränderungen können in der Wasserstoffherzeugung und der Wasserstoffnachfrage beobachtet werden. Aus Abbildung 5.91 lässt sich erkennen, dass bis zum Jahr 2050 etwa 560 TWh Wasserstoff im Szenario *GreenChem* erzeugt werden. Der Import von Wasserstoff macht mit 400 TWh mehr als 70% davon aus.

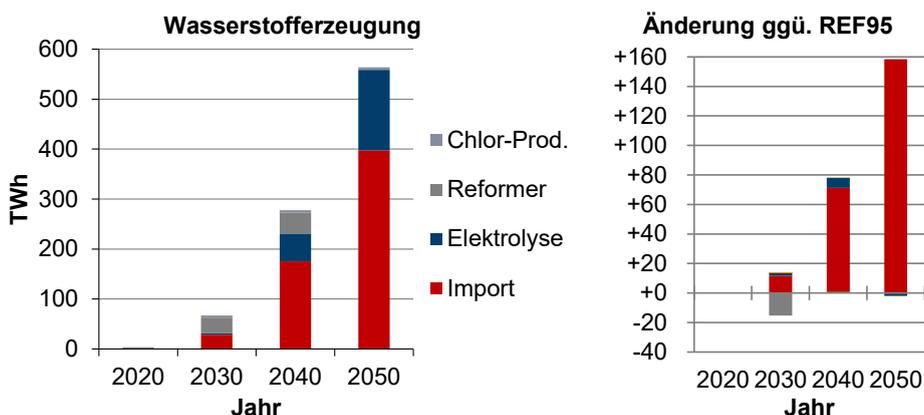


Abbildung 5.91 Entwicklung der Wasserstoffherzeugung des Szenario *GreenChem* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Verglichen mit dem Referenzszenario werden im Jahr 2050 somit 160 TWh (40%) Wasserstoff zusätzlich benötigt. Die zusätzliche Nachfrage wird ausschließlich durch Importe gedeckt. Dies lässt erkennen, dass eine Defossilisierung der chemischen Industrie unter den gegebenen Randbedingungen nicht kosteneffizient durch eine ausschließlich inländische Wasserstoffherstellung erreicht werden kann. Allerdings ist eine inländische Wasserstoffproduktion in Teilen kostengünstiger, als den kompletten Wasserstoffbedarf zu importieren.

Der auf die verschiedenen Sektoren aufgeteilte Wasserstoffbedarf ist in Abbildung 5.92 dargestellt. Insgesamt benötigt der Industriesektor mehr als 185 TWh Wasserstoff zusätzlich im Jahr 2050.

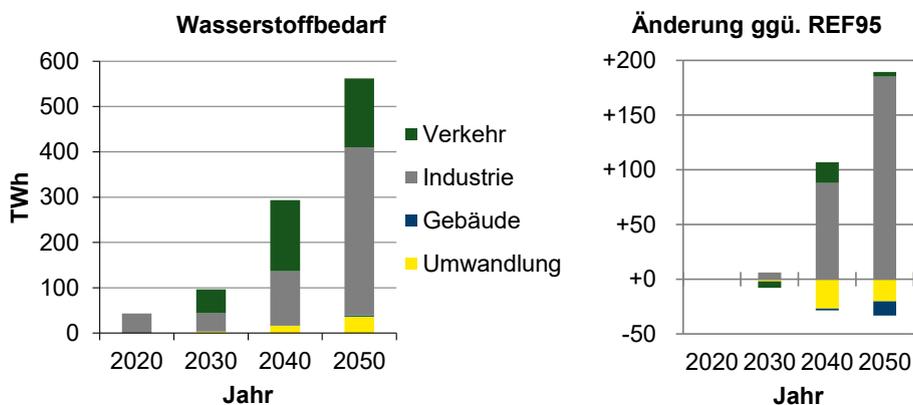


Abbildung 5.92 Entwicklung des Wasserstoffbedarfs des Szenario *GreenChem* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Damit steigt die gesamte Nachfrage im Industriebereich im Jahr 2050 auf 371 TWh und macht etwa 66% der gesamten Wasserstoffnachfrage aus. Gegenüber dem Referenzszenario liegt die Wasserstoffnachfrage des Industriesektors damit etwa doppelt so hoch.

Industrie

Neben einem erhöhten Wasserstoffmehrbedarf sind auch Verfahrenswechsel in anderen Industriebranchen zu beobachten. In der Stahlherstellung wird im Jahr 2050 die Direktreduktion nicht in dem Maße wie im *REF95* mit Wasserstoff betrieben. Anstelle von grünem Wasserstoff werden Erdgas und Biogas für die Direktreduktion genutzt.

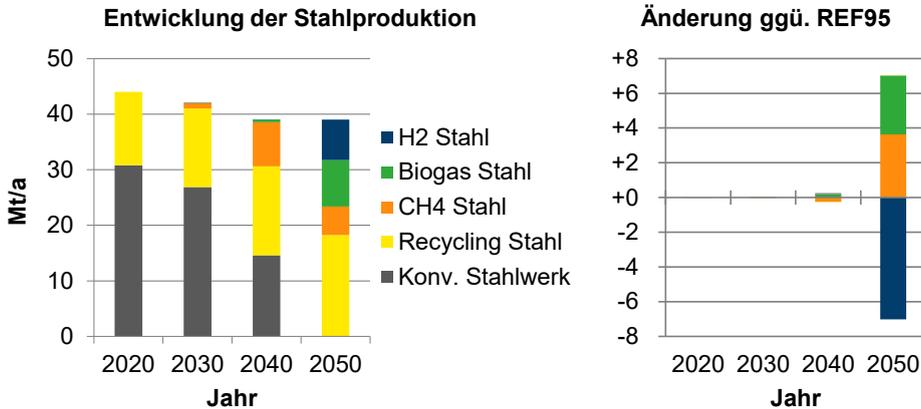


Abbildung 5.93 Entwicklung der Stahlproduktion des Szenario *GreenChem* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Der Anteil der Wasserstoffdirektreduktion fällt damit im Jahr 2050 auf 18%. Etwa 13% der Stahlmenge werden durch Erdgas und 21% durch Biogas in der Direktreduktion hergestellt (vgl. Abbildung 5.93). Dies hat auch Auswirkungen auf den Energiebedarf der Stahlerzeugung (vgl. Abbildung 5.94). Im Jahr 2050 werden im Vergleich zum Referenzszenario ca. 29 TWh weniger Wasserstoff eingesetzt. Dafür steigt der Erdgasbedarf um 17 TWh und der Biogasbedarf um 16 TWh an.

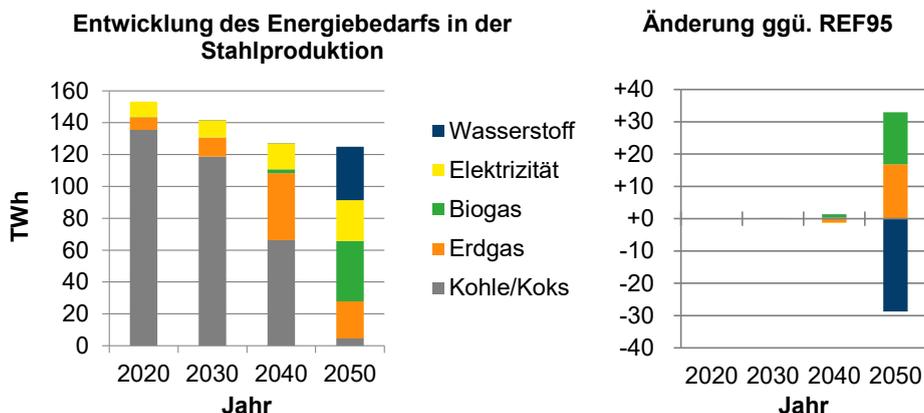


Abbildung 5.94 Entwicklung des Energiebedarfs in der Stahlindustrie des Szenario *GreenChem* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass es kosteneffizienter ist, den Wasserstoff für die Defossilisierung in der chemischen Industrie einzusetzen und in anderen Industriezweigen auf andere Energieträger zu wechseln.

Die Methanolherstellung im Szenario *GreenChem* zeigt deutliche Unterschiede zum Referenzszenario (vgl. Abbildung 5.95). Bis zum Jahr 2050 beruht die Methanolherstellung ausschließlich auf dem Einsatz von grünem Wasserstoff und zu einem kleineren Anteil auf Strom. Insgesamt werden 134 TWh Wasserstoff benötigt und es wird eine Erdgasmenge von 122 TWh substituiert.

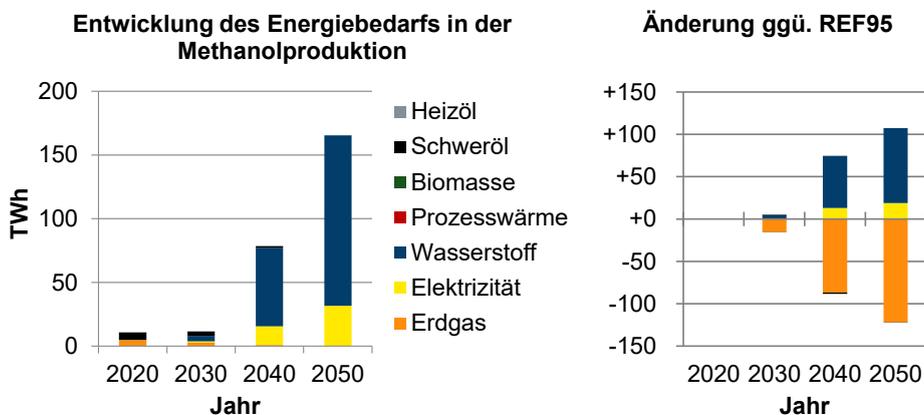


Abbildung 5.95 Entwicklung des Energiebedarfs in der Methanolproduktion des Szenario *GreenChem* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Im Vergleich zum *REF95* ergibt das einen Wasserstoffmehrbedarf in Höhe von 89 TWh im Jahr 2050. Ausschlaggebend ist eine leichte Steigerung des Methanoleinsatzes in der Methanol-to-Olefins Route um 2 Mt im Jahr 2050 (vgl. Abbildung 5.96).

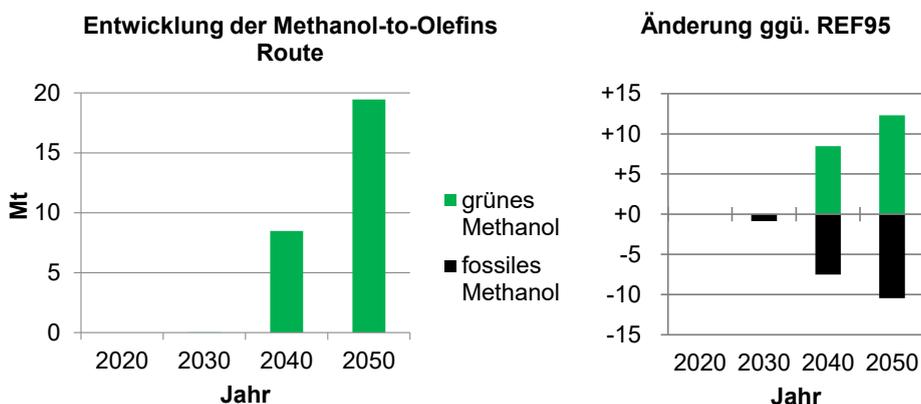


Abbildung 5.96 Entwicklung der Methanol-to-Olefins Route des Szenario *GreenChem* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Im Szenario *GreenChem* basiert die MtO-Route im Jahr 2050 definitionsgemäß vollständig auf dem Einsatz von grünem Methanol. Dies bedeutet, dass im Vergleich zum *REF95* etwa 10 Mt fossiles Methanol substituiert werden müssen. Treiber für die Umstellung ist der Bedarf an grünen hoch-veredelten Chemikalien für die Kunststoffherstellung (Abbildung 5.97). Von den 16,5 Mt Kunststoffen, die im Jahr 2050 produziert werden, werden 50% über die Methanol-to-Olefins Route und die andere Hälfte über den Einsatz von grünem Naphtha in Steam Crackern bereitgestellt.

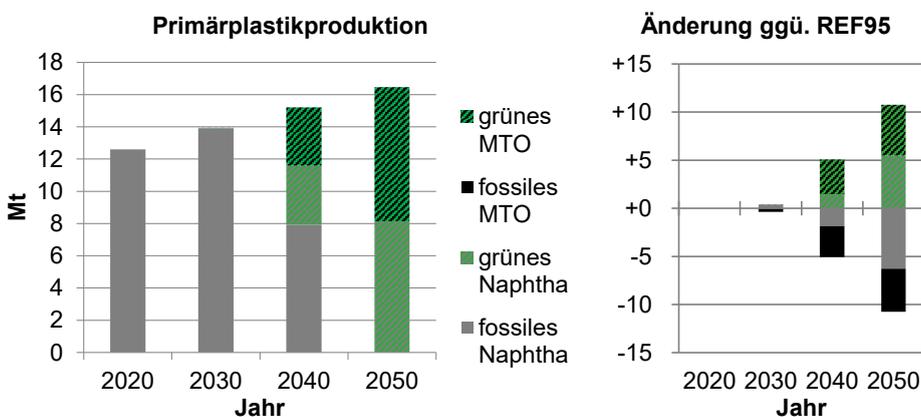


Abbildung 5.97 Entwicklung der Primärplastikproduktion des Szenario *GreenChem* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Im Vergleich zum *REF95* werden so im Jahr 2050 mehr als 6 Mt Kunststoff basierend auf fossilem Naphtha, und mehr als 4 Mt Kunststoff basierend auf fossilem Methanol ersetzt.

Dieser Wechsel bedingt auch eine Veränderung der Naphthaherstellung (vgl. Abbildung 5.98). Im Jahr 2050 werden ca. 10 Mt Naphtha produziert. Davon entfallen mehr als 3 Mt (30%) auf Pyrolyseöl aus dem chemischen Recycling und ca. 7 Mt auf die Fischer-Tropsch-

Synthese. Im Vergleich zum *REF95* wird mit der Einführung der Fischer-Tropsch-Synthese auf diese Weise der gesamte Rohöleinsatz zur Naphthaerzeugung im Jahr 2050 ersetzt.

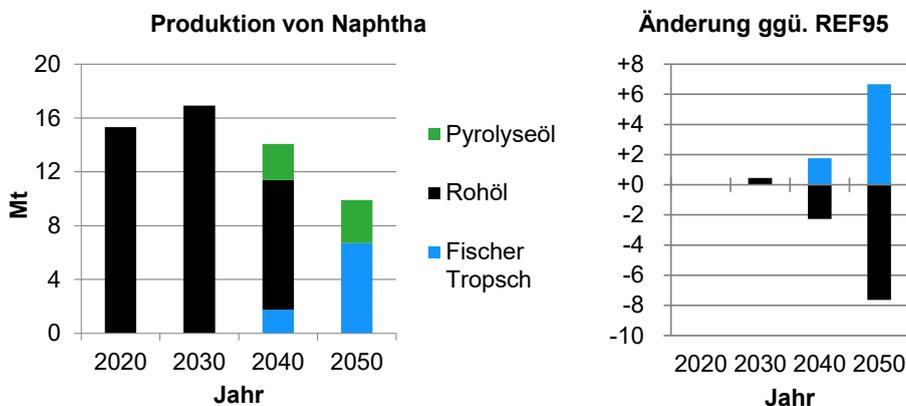


Abbildung 5.98 Entwicklung des Energiebedarfs in der Naphthaherstellung des Szenario *GreenChem* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Für den Energiebedarf zur Naphthaherstellung ergibt sich damit im Jahr 2050 ein Mehrbedarf von 94 TWh Wasserstoff im Vergleich zum *REF95* (vgl. Abbildung 5.99).

Zusammen mit der Methanolherstellung (+89 TWh) sind diese beiden Bereiche hauptverantwortlich für den Wasserstoffmehrbedarf im Industriesektor im Jahr 2050.

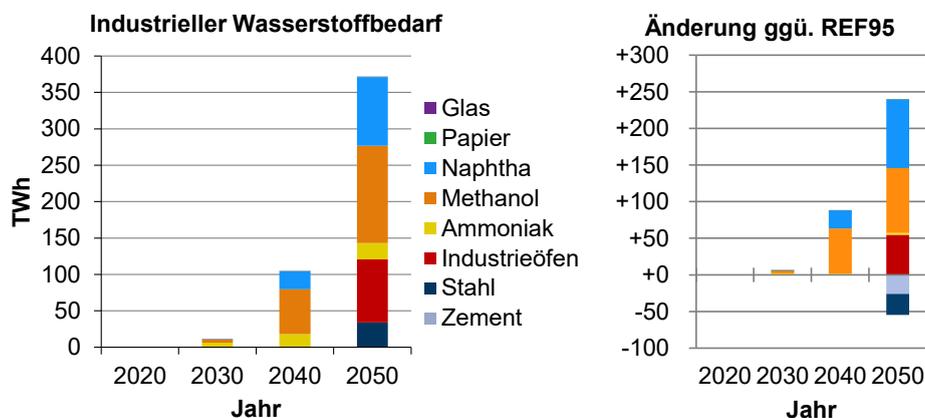


Abbildung 5.99 Entwicklung des industriellen Wasserstoffbedarfs des Szenario *GreenChem* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Sowohl die Fischer-Tropsch-Synthese als auch die Methanol-to-Olefins Route können als Schlüsseltechnologien für das Gelingen der Defossilisierung der chemischen Industrie identifiziert werden.

Systemkosten

Das Ziel der Defossilisierung der chemischen Industrie zusätzlich zur Reduktion der Treibhausgase um 95% bis zum Jahr 2050, stellt eine weitere Restriktion dar und führt zu einer deutlichen Zunahme der Mehrkosten gegenüber dem Referenzszenario (vgl. Abbildung 5.100). Als größter Kostenpunkt ist der Wasserstoffimport zu nennen, der in den Mehrkosten für erneuerbare Energieträger enthalten ist. Im Jahr 2050 werden für Wasserstoffimporte mehr als 15 Mrd. €/a zusätzlich im Vergleich zum REF95 benötigt. Durch die Substitution von fossilen Energieträgern kann nur ein kleiner Teil der jährlichen Mehrkosten über die gesamte Transformation kompensiert werden.

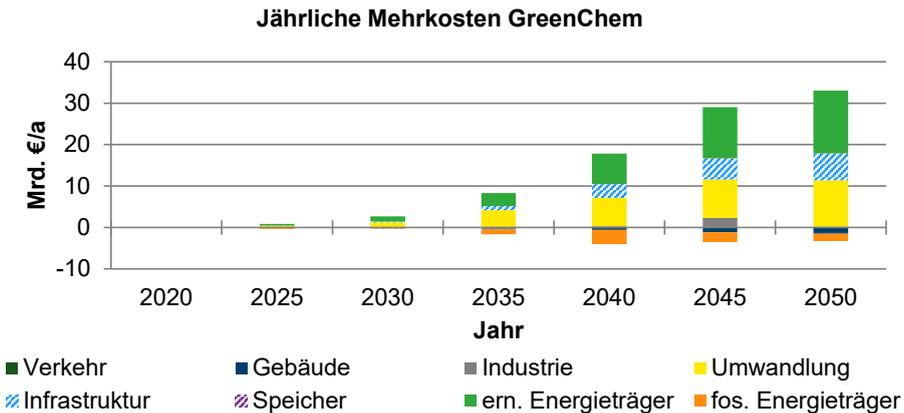


Abbildung 5.100 Aufteilung der jährlichen Mehrkosten des Szenario *GreenChem* im Vergleich zum REF95 bis zum Jahr 2050

Insgesamt beträgt der jährliche Mehraufwand zum Referenzfall im Jahr 2050 ca. 30 Mrd. €/a (Abbildung 5.101). Verglichen mit den Kosten des Referenzszenarios, beträgt der Anteil der zusätzlichen Kosten für die Defossilisierung ca. 33%. Das entspricht einem Anteil von fast 0,6% am BIP₂₀₅₀. Wie in Abbildung 5.101 zu erkennen, wird der Großteil des finanziellen Mehraufwands aufgrund der zunehmenden stringenteren Zielsetzungen erst in den letzten zehn Jahren der Transformation fällig.

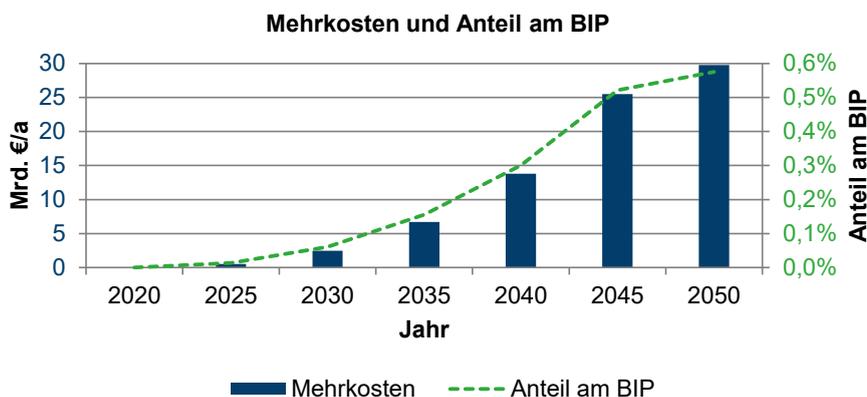


Abbildung 5.101 Entwicklung der jährlichen Mehrkosten des Szenario *GreenChem* bis zum Jahr 2050 und Anteil am Bruttoinlandsprodukt (BIP)

Kumuliert über die gesamte Transformation ergeben sich Mehrkosten in Höhe von 879 Mrd. €, was einem Mehraufwand gegenüber dem Referenzfall von 212 Mrd. € (+32%) entspricht (vgl. Tabelle 5.6). Die mittleren spezifischen CO₂-Vermeidungskosten steigen im Szenario *GreenChem* im Jahr 2050 um 81 €/t CO₂ auf 333 €/t CO₂.

Tabelle 5.6 Ausgewählte Systemkosten des Szenario *GreenChem* und Änderung gegenüber *REF95*

	<i>GreenChem</i>	Änderung ggü. <i>REF95</i>
Kumulierte Mehrkosten über 30 Jahre	879 Mrd. €	+212 Mrd. €
Kumulierte CO₂-Einsparung über 30 Jahre	5699 Mt CO ₂	-
Mittlere spez. CO₂-Vermeidungskosten von 2020-2050	154 €/t CO ₂	+37 €/t CO ₂
Mittlere spez. CO₂-Vermeidungskosten im Jahr 2050	333 €/t CO ₂	+81 €/t CO ₂

Kurzzusammenfassung

Defossilisierung ist eine zusätzliche stringente Randbedingung zur eigentlichen Klimagasreduktion. Die kumulierten Mehrkosten der Defossilisierung der chemischen Industrie gegenüber *REF95* sind um ca. 32% höher. Als systemische Auswirkungen ergibt sich ein höherer Wasserstoffbedarf, eine höhere Stromerzeugung, sowie höhere Wasserstoffimporte. Die größten Auswirkungen sind in wasserstoffintensiven Industriebranchen zu finden, die zu Verfahrenswechseln führen. Eine Defossilisierung führt zu weniger Emissionen in der Industrie, wodurch andere Sektoren (z.B. Umwandlungssektor) entlastet werden. Dies hat aber keinen großen Effekt auf die Kosten. Als Schlüsseltechnologien können in der chemischen Industrie die Methanol-to-Olefins Route und das chemische Recycling identifiziert werden. Um eine Defossilisierung der chemischen Industrie zusätzlich zur Treibhausgasreduktion um 95% im Jahr 2050 zu erreichen, müssen erhebliche finanzielle Anstrengungen unternommen werden. Hauptverantwortlich für die steigenden Mehrkosten

ist der steigende Wasserstoffbedarf in der chemischen Industrie, der im kosteneffizienten Fall über Wasserstoffimporte gedeckt werden muss. Im Vergleich zum *REF95* werden im Szenario *GreenChem* zwar nicht mehr CO₂-Emissionen eingespart, es ergibt sich allerdings ein Mehrwert durch die Defossilisierung der chemischen Industrie.

5.4.2 Defossilisierung ohne Wasserstoffimporte (*GreenChemX*)

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse des Szenarios *GreenChemX* vorgestellt. Ähnlich wie beim Szenario *GreenChem* ist eine zusätzliche Restriktion zur Treibhausgasmin- derung um 95% im Jahr 2050 die Defossilisierung der chemischen Industrie. Allerdings wird in diesem Extremfall untersucht, wie sich das Energiesystem verhält, wenn keine Möglich- keit zum Import von wasserstoffbasierten Energieträgern besteht.

Primärenergiebedarf

Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs sowie die Änderung im Vergleich zum Re- ferenzszenario sind in Abbildung 5.102 aufgetragen. Zusätzlich zum Rückgang des nicht- energetischen Erdgas- und Rohölbedarfs für die chemische Industrie, muss die gesamte Menge importierten Wasserstoffs in Höhe von 240 TWh im Jahr 2050 durch inländische Erzeugung und Verfahrenswechsel kompensiert werden.

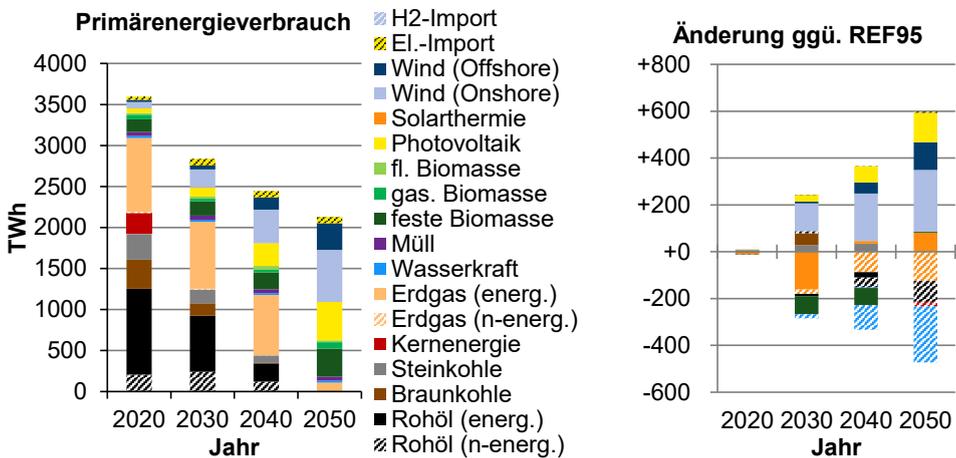


Abbildung 5.102 Entwicklung des Primärenergiebedarfs des Szenario *GreenChemX* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Bereits in einer frühen Transformationsphase muss der zusätzliche Primärenergiebedarf über Wind- und Photovoltaikenergie gedeckt werden. Im Jahr 2050 beträgt der absolute Primärenergieverbrauch mehr als 2200 TWh, was einem Mehrbedarf im Vergleich zum *REF95* von 126 TWh entspricht.

Endenergiebedarf

Bei der Untersuchung des zukünftigen Endenergiebedarfs lässt sich feststellen, dass lediglich ca. 55 TWh im Vergleich zum *REF95* im Jahr 2050 zusätzlich benötigt werden (vgl. Abbildung 5.103). Zwar steigt der Endenergiebedarf des Industriesektors um 156 TWh (energetisch) an, allerdings sinkt gleichzeitig der nicht-energetische Bedarf und auch im Verkehrssektor werden 53 TWh Endenergie weniger benötigt.

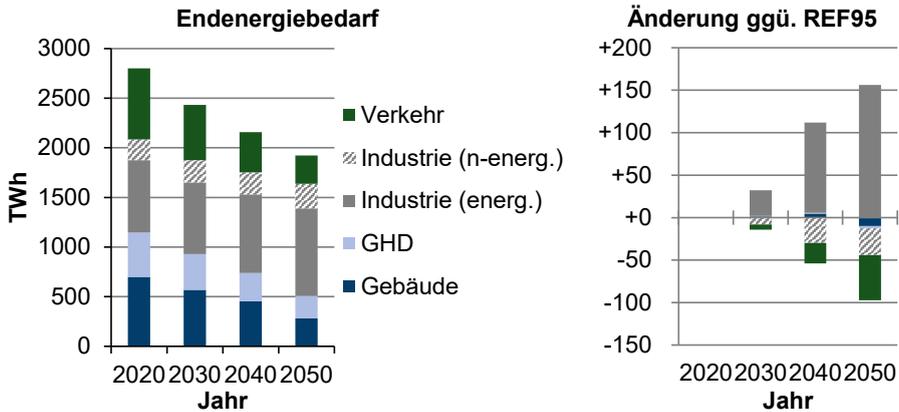


Abbildung 5.103 Entwicklung des Endenergiebedarfs des Szenario *GreenChemX* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Dies liegt daran, dass das Verbot des Wasserstoffimports zu einer Erhöhung der Wasserstoffkosten führt und es im Verkehrssektor kostengünstiger ist, einen Teil der Wasserstoffnachfrage durch andere Energieträger zu ersetzen.

Installierte Kapazitäten der Stromerzeugung

Große Veränderungen lassen sich bei der installierten Leistung zur Stromerzeugung erkennen (vgl. Abbildung 5.104). Bis zum Jahr 2050 steigt die benötigte Kapazität auf über 900 GW an. Im Vergleich zum Referenzszenario bedeutet das einen Anstieg um 300 GW.

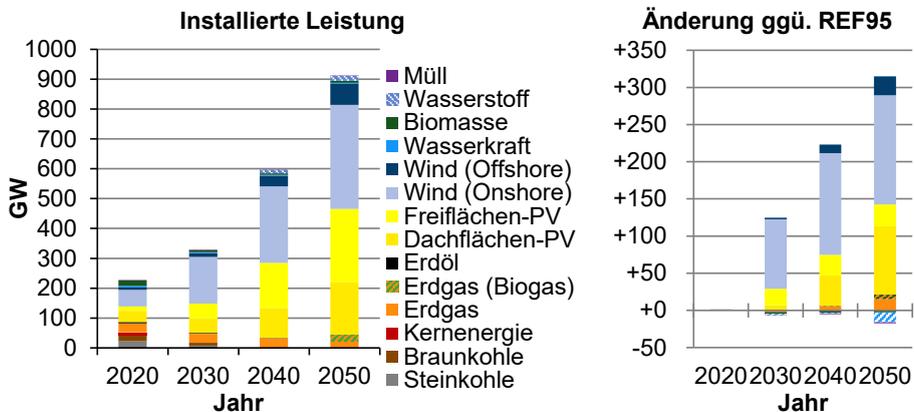


Abbildung 5.104 Entwicklung der installierten Leistung des Szenario *GreenChemX* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Davon entfällt mit 148 GW der Hauptanteil des zusätzlichen Bedarfs auf die Onshore-Windenergieanlagen. Insgesamt werden im Jahr 2050 somit 349 GW Onshore-Wind installiert. Mit mehr als 91 GW zusätzlich benötigtem Ausbau folgen Dachflächen-PV-Anlagen an zweiter Stelle. Offshore-Wind und Freiflächen-PV-Anlagen tragen mit jeweils weiteren 26 GW zum Kapazitätszubau im Jahr 2050 bei.

Stromerzeugung

Für die Stromerzeugung folgt daraus im Jahr 2050 ein Anstieg um ca. 500 TWh im Vergleich zum Referenzfall (vgl. Abbildung 5.105). Damit werden im Szenario *GreenChemX* insgesamt 1500 TWh Strom im Jahr 2050 erzeugt.

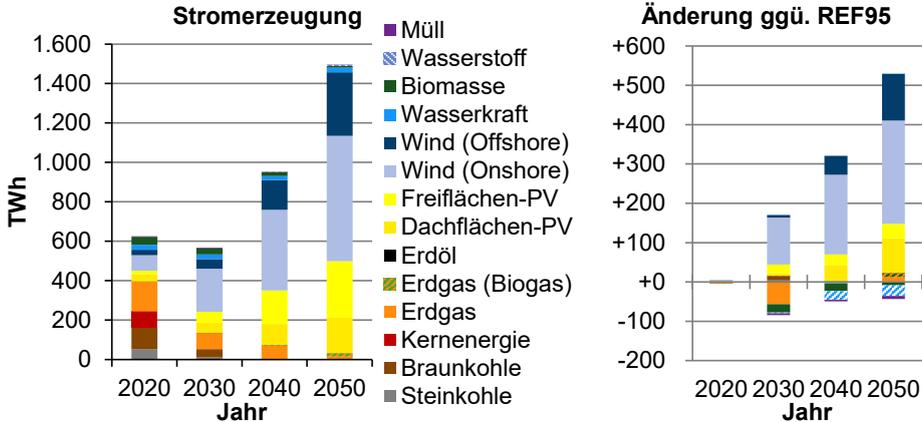


Abbildung 5.105 Entwicklung der Stromerzeugung des Szenario *GreenChemX* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Den Großteil des zusätzlich erzeugten Stroms tragen Onshore-Windenergieanlagen bei (+263 TWh), gefolgt von Offshore-Windenergieanlagen (+119 TWh).

Stromverbrauch

Ausschlaggebend für den signifikanten Anstieg der Stromerzeugung ist ein höherer Stromverbrauch im Jahr 2050, der hauptsächlich durch heimische Elektrolyse getrieben wird (vgl. Abbildung 5.106). Im Vergleich zum *REF95* werden 360 TWh Strom zusätzlich für die Erzeugung von grünem Wasserstoff im Jahr 2050 benötigt. Damit benötigen heimische Elektrolyseanlagen im Szenario *GreenChemX* ca. 600 TWh Strom, was einem Anteil des gesamten Strombedarfs im Jahr 2050 von mehr als 40% entspricht.

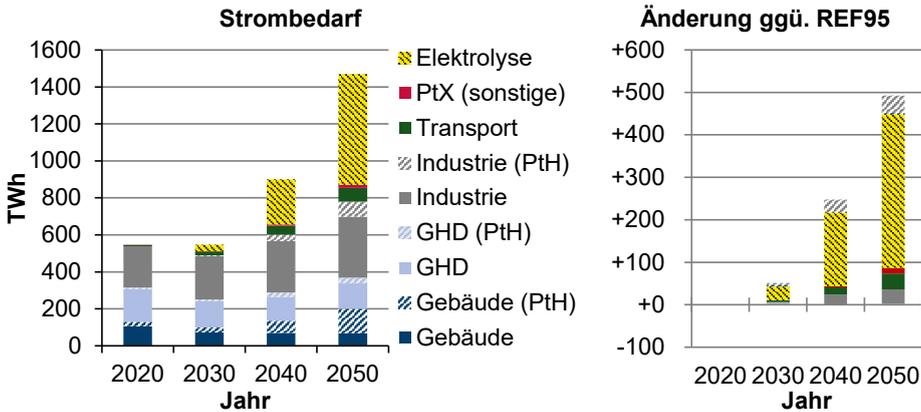


Abbildung 5.106 Entwicklung des Strombedarfs des Szenario *GreenChemX* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Ein leichter Anstieg des Strombedarfs (+37 TWh) ist außerdem im Verkehrssektor zu erkennen, was auf einen höheren Anteil batterie-elektrischer Fahrzeuge zurückzuführen ist. Aufgrund der höheren Kosten der inländischen Wasserstoffherzeugung kommt es im Verkehrssektor, sowie auch in anderen Bereichen, zu einem Technologiewechsel.

Wasserstoffherzeugung und -verbrauch

Die gesamte Wasserstoffherzeugung bleibt annähernd auf dem gleichen Niveau wie im Referenzszenario, obwohl die chemische Industrie zusätzlich Wasserstoff für die Defossilisierung benötigt (Abbildung 5.107). Allerdings kommt es zu einer Verlagerung der Wasserstoffnachfrage in den jeweiligen Sektoren.

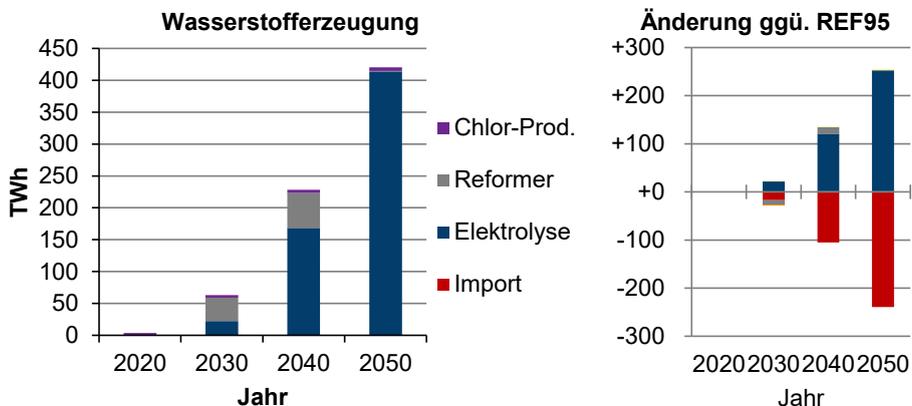


Abbildung 5.107 Entwicklung der Wasserstoffherzeugung des Szenario *GreenChemX* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Die importierte Wasserstoffmenge im *REF95* in Höhe von 240 TWh muss im Szenario *GreenChemX* durch heimische Elektrolyse ersetzt werden.

Bei der Analyse der Aufteilung des Wasserstoffbedarfs fällt auf, dass der Industriesektor ca. 95 TWh mehr Wasserstoff benötigt als im Referenzszenario und die industrielle Wasserstoffnachfrage somit im Jahr 2050 auf insgesamt 282 TWh ansteigt (vgl. Abbildung 5.108). Um diesen Mehrbedarf kostenoptimal zu kompensieren, finden sowohl im Verkehrs- als auch Gebäudesektor Technologiewechsel statt, wie z.B. durch den Einsatz von Wärmepumpen oder von batterieelektrischen Fahrzeugen. Auch zur Rückverstromung im Umwandlungssektor wird weniger Wasserstoff eingesetzt.

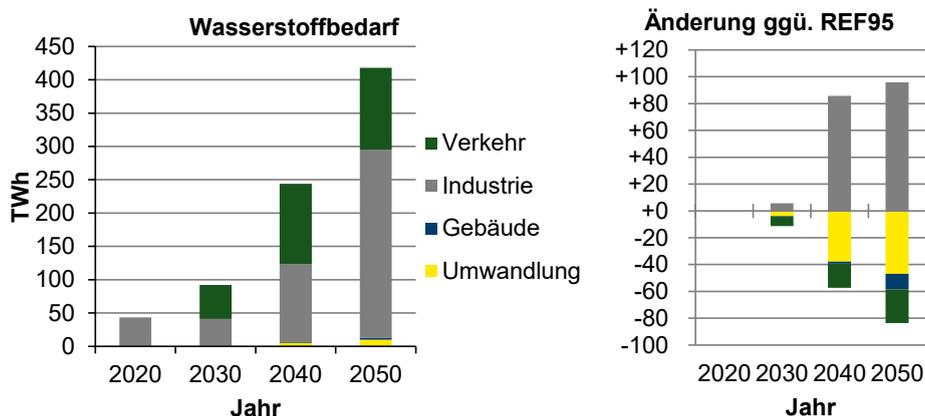


Abbildung 5.108 Entwicklung des Wasserstoffbedarfs des Szenario *GreenChemX* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Insgesamt liegt der Wasserstoffbedarf im Jahr 2050 damit bei ca. 418 TWh, wobei der Hauptanteil mit 66% auf den Industriesektor entfällt.

Industrie

Die Auswirkungen auf die Stahlindustrie sind in Abbildung 5.109 dargestellt. Daraus wird ersichtlich, dass während der gesamten Transformation keine Direktreduktion mit grünem Wasserstoff stattfindet. Im Vergleich zum *REF95* müssen deswegen mehr als 8 Mt der Stahlnachfrage über Direktreduktion mit Erdgas und ca. 6 Mt mit Biogas hergestellt werden.

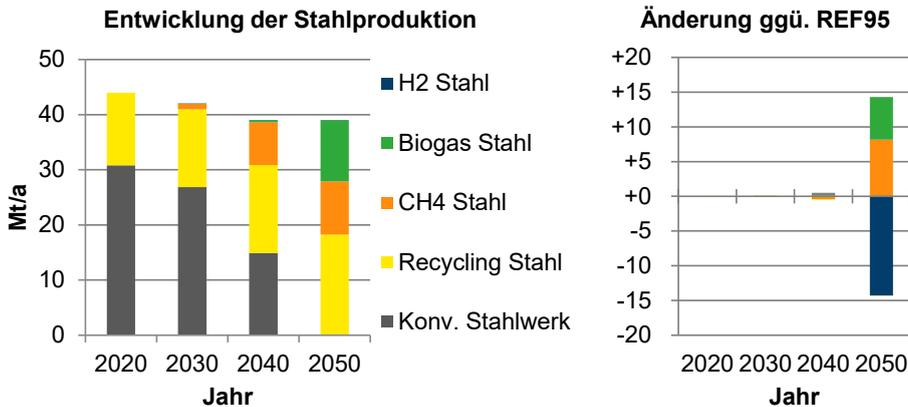


Abbildung 5.109 Entwicklung der Stahlproduktion des Szenario *GreenChemX* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Damit liegt der Anteil der Stahlherstellung über Direktreduktionsanlagen mit Erdgas als Reduktionsmittel bei 25% und mit Biogas bei 28% im Jahr 2050.

Für den Energiebedarf in der Stahlerzeugung ergibt sich so ein Wechsel von Wasserstoff zu Erdgas und Biogas (vgl. Abbildung 5.110). Im Vergleich zum *REF95* werden im Jahr 2050 ca. 57 TWh weniger Wasserstoff benötigt. Dafür müssen zusätzlich 37 TWh Erdgas und 29 TWh Biogas eingesetzt werden.

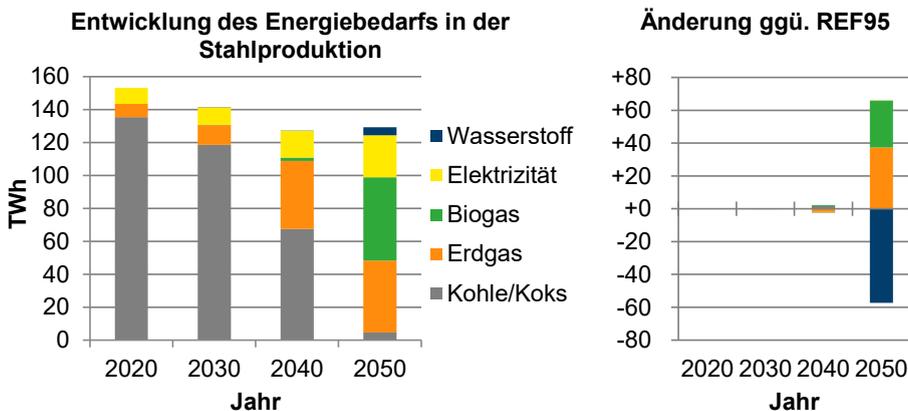


Abbildung 5.110 Entwicklung des Energiebedarfs in der Stahlindustrie des Szenario *GreenChemX* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Damit liegt der Anteil von Biogas am gesamten Energiebedarf in der Stahlindustrie bei 38%. Die Energieträger Erdgas und Strom machen 34% bzw. 19% am gesamten Bedarf aus.

Ähnlich wie im Szenario *GreenChem* muss auch im Szenario *GreenChemX* die gesamte Methanolproduktion auf grünen Wasserstoff umgestellt werden (vgl. Abbildung 5.111), da hierzu keine verfahrenstechnische Alternative existiert. Dazu werden im Vergleich zum *REF95* mehr als 88 TWh im Jahr 2050 zusätzlich benötigt.

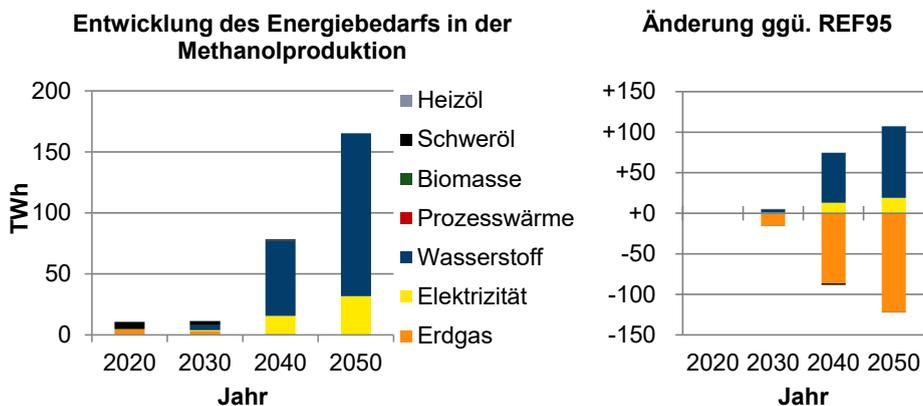


Abbildung 5.111 Entwicklung des Energiebedarfs in der Methanolproduktion des Szenario *GreenChemX* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Grund für den steigenden Energiebedarf bis zum Jahr 2050 ist ein erhöhter Bedarf an grünen hoch-veredelten Chemikalien, die analog zum Szenario *GreenChem* vermehrt über die Methanol-to-Olefins Route bereitgestellt werden (vgl. Abbildung 5.112).

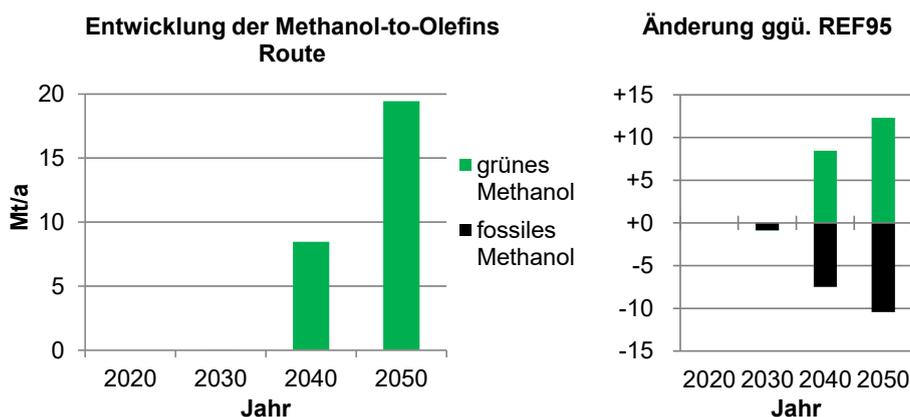


Abbildung 5.112 Entwicklung der Methanol-to-Olefins Route des Szenario *GreenChemX* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Insgesamt steigt der Methanolbedarf für die Methanol-to-Olefins Route auf mehr als 19 Mt im Jahr 2050 an. Aufgrund der Defossilisierung besteht ausschließlich eine Nachfrage nach grünem Methanol.

Auch bei der Primärplastikproduktion wird bis zum Jahr 2050 der fossile Anteil aus Methanol und Naphtha komplett ersetzt (vgl. Abbildung 5.113).

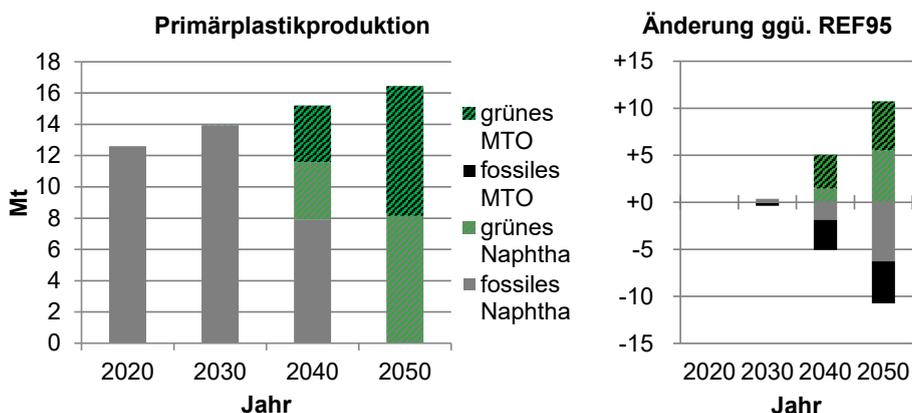


Abbildung 5.113 Entwicklung der Primärplastikproduktion des Szenario *GreenChemX* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Wie bereits im Szenario *GreenChem* machen im Jahr 2050 grünes Methanol und grünes Naphtha jeweils 50% an der gesamten Plastikproduktion aus.

Für die Naphthaherstellung ist dafür ein Wechsel des Rohstoffeinsatzes notwendig (vgl. Abbildung 5.114). Bis zum Jahr 2050 wird wie im Szenario *GreenChem* ausschließlich über Pyrolyseöl, das aus dem chemischen Recycling stammt, und über die Fischer-Tropsch-Synthese grünes Naphtha hergestellt.

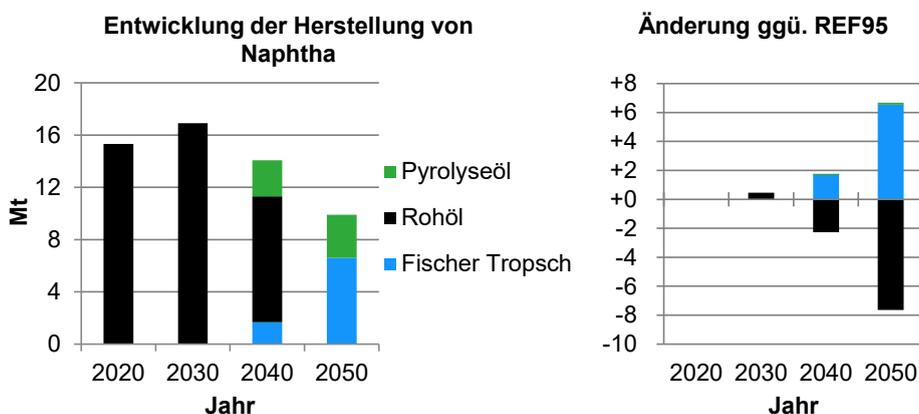


Abbildung 5.114 Entwicklung des Energiebedarfs in der Naphthaherstellung des Szenario *GreenChemX* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Im Vergleich zum Referenzszenario wird bis zum Jahr 2050 der gesamte Rohölbedarf durch den Einsatz von Wasserstoff in der Fischer-Tropsch-Synthese kompensiert.

Daraus ergibt sich insbesondere bei der Naphthaherstellung ein im Vergleich zum Szenario *REF95* deutlich höherer Wasserstoffbedarf (vgl. Abbildung 5.115). Für Naphtha werden im Jahr 2050 insgesamt 93 TWh (34%) und für Methanol 134 TWh (48%) Wasserstoff benötigt.

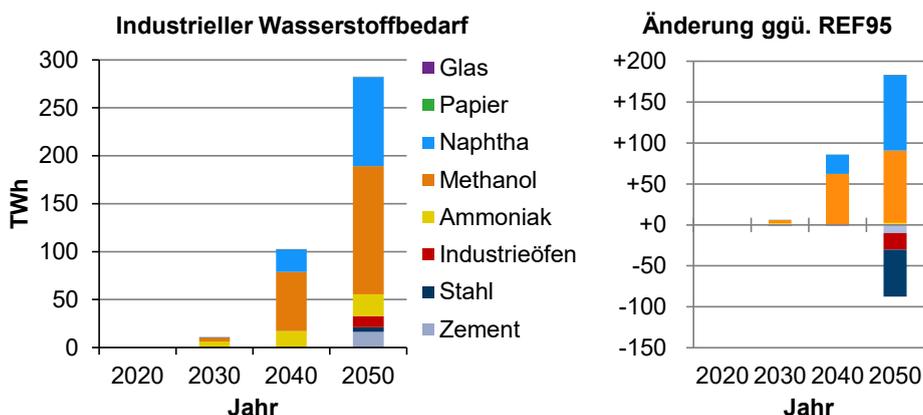


Abbildung 5.115 Entwicklung des industriellen Wasserstoffbedarfs des Szenario *GreenChemX* bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario *REF95* (rechts)

Ein Rückgang der Wasserstoffnachfrage ist vor allem in der Stahlerzeugung zu beobachten. Im Vergleich zum Referenzszenario werden ca. 57 TWh weniger Wasserstoff benötigt. Ursache ist die Substitution von grünem Wasserstoff zur Stahlherstellung.

Systemkosten

Wie Abbildung 5.116 entnommen werden kann, trägt der Umwandlungssektor den Großteil zu den jährlichen Mehrkosten des Szenarios *GreenChemX* bei. Vor allem der zusätzliche signifikante Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten im Vergleich zum *REF95* führt zu erheblichen Mehrkosten.

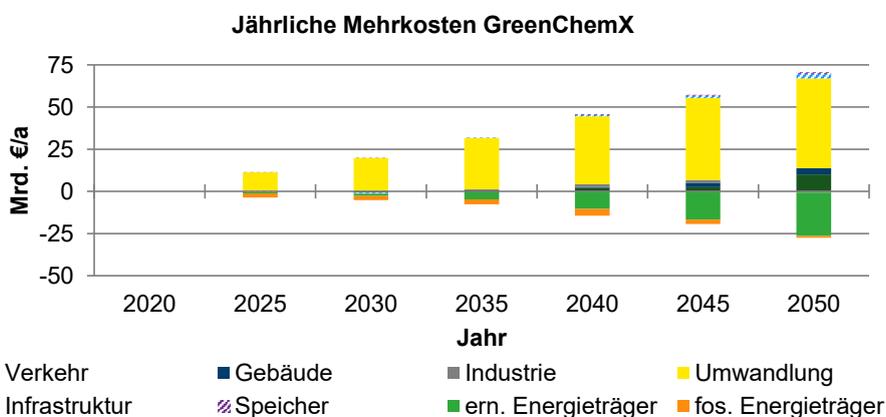


Abbildung 5.116 Aufteilung der jährlichen Mehrkosten des Szenario *GreenChemX* im Vergleich zum Szenario *REF95* bis zum Jahr 2050

Auf der anderen Seite stehen die Kosteneinsparungen, die aufgrund des fehlenden Wasserstoffimports entstehen. Im Saldo steigen die jährlichen Mehrkosten im Jahr 2050 auf über 40 Mrd. €/a im Vergleich zum *REF95* an. Gegenüber dem Szenario *GreenChem* liegen sie im Jahr 2050 um ca. 10 Mrd. € höher.

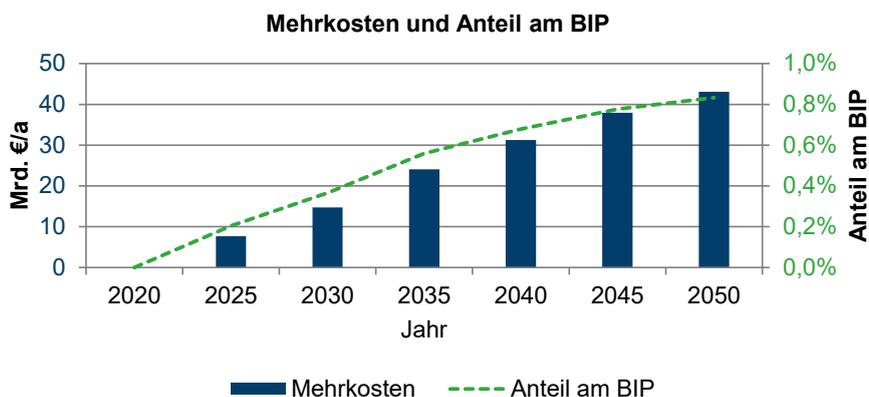


Abbildung 5.117 Entwicklung der jährlichen Mehrkosten des Szenario *GreenChemX* im Vergleich zum Szenario *REF95* bis zum Jahr 2050 und Anteil am Bruttoinlandsprodukt (BIP)

Dies entspricht einem Anteil in Höhe von 0,8% am BIP₂₀₅₀ (vgl. Abbildung 5.117). Wie in Tabelle 5.7 zu erkennen ist, steigen auch die spezifischen CO₂-Vermeidungskosten über die gesamte Transformation im Mittel auf über 200 €/t CO₂. Sie liegen gegenüber dem Szenario *GreenChem* um knapp 50 €/t CO₂ höher. Die Grenzvermeidungskosten im Jahr 2050 erhöhen sich auf 725 €/t CO₂.

Tabelle 5.7 Ausgewählte Systemkosten des Szenario *GreenChemX* und Änderung gegenüber *REF95*

	<i>Green-ChemX</i>	Änderung ggü. <i>REF95</i>
Kumulierte Mehrkosten über 30 Jahre	1146 Mrd. €	+479 Mrd. €
Kumulierte CO₂-Einsparung über 30 Jahre	5699 Mt CO ₂	-
Mittlere spez. CO₂-Vermeidungskosten von 2020-2050	201 €/t CO ₂	+84 €/t CO ₂
Mittlere spez. CO₂-Vermeidungskosten im Jahr 2050	369 €/t CO ₂	+117 €/t CO ₂
Grenzvermeidungskosten im Jahr 2050	725 €/t CO ₂	+87 €/t CO ₂

Insgesamt ergeben sich damit Mehrkosten über die gesamte Transformation kumuliert betrachtet von 1146 Mrd. €. Im Vergleich zum Referenzszenario steigt damit der monetäre Mehraufwand um 72% (479 Mrd. €). Hier lässt sich ableiten, dass ohne den Import von wasserstoffbasierten Energieträgern mehr als 270 Mrd. € zusätzlich aufgewendet werden müssen, um eine Defossilisierung der chemischen Industrie bei gleichzeitiger Reduktion der Treibhausgasemissionen des Gesamtenergiesystems um 95% erreichen zu können.

Kurzfasit

Ein Verbot von Wasserstoffimporten führt zu deutlich höheren Systemkosten und zu einer Erhöhung der mittleren spezifischen CO₂-Vermeidungskosten von ca. 50 €/t CO₂ auf 201 €/t CO₂. Dies ist vor allem auf die erhöhte benötigte inländische Wasserstoffherzeugung und

den damit einhergehenden Ausbau der erneuerbaren Energien zurückzuführen. Ein Verbot von Wasserstoffimporten führt nicht zu einer signifikanten Verringerung der Wasserstoffnachfrage, vielmehr verschiebt sich die Nachfrage innerhalb der Sektoren. Der Einsatz von Wasserstoff in der chemischen Industrie ist alternativlos.

5.4.3 Zusammenfassung und Diskussion

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Defossilisierungs-Szenarien zusammengefasst, wobei der Fokus auf Veränderungen des gesamten Energiesystems sowie auf den Industriesektor gelegt wird.

Für den Primärenergieverbrauch des Szenario *GreenChem* ergibt sich ein Mehrbedarf von 80 TWh im Jahr 2050, der fast ausschließlich durch einen höheren Endenergiebedarf im Industriesektor bedingt ist. Der gesamte nicht-energetische Bedarf an Erdgas und Rohöl wird durch Wasserstoff ersetzt. Im Jahr 2050 werden lediglich 7 Mt Stahl über Direktreduktionsanlagen mit grünem Wasserstoff erzeugt. Damit sinkt der Wasserstoffbedarf im Vergleich zum *REF95* um 29 TWh. Allerdings werden für die Methanolherstellung im Jahr 2050 ca. 89 TWh mehr Wasserstoff benötigt. Hauptsächlich ist dieser Anstieg durch einen grünen Methanolbedarf von mehr als 19 Mt zu begründen. Der industrielle Wasserstoffbedarf liegt damit mehr als 185 TWh über dem des Szenario *REF95*. Insgesamt steigt der Wasserstoffbedarf des Gesamtenergiesystems um 160 TWh, die ausschließlich über Import bereitgestellt werden. Eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 95% im Jahr 2050 bei zusätzlicher Defossilisierung der chemischen Industrie ist nur mit erheblichen Mehrkosten zu erreichen. Im Vergleich zum Referenzfall steigen die kumulierten Kosten der Transformation um 32%, bzw. 212 Mrd. €, zusätzlich an. Dieser Mehraufwand ist vor allem durch den erhöhten Wasserstoffimport bedingt.

Das Szenario *GreenChemX*, in dem ein Wasserstoffimport ausgeschlossen wird, zeigt, dass sich im Jahr 2050 im Vergleich zum Referenzfall der Primärenergiebedarf um ca. 240 TWh erhöht. Ausschlaggebend dafür ist ein signifikanter Anstieg der installierten Leistung der Stromerzeugung im Jahr 2050. Im Vergleich zum Referenzszenario werden 300 GW zusätzliche Kapazität benötigt, wobei Onshore-Wind mit 147 GW und Dachflächen-PV mit 92 GW den Großteil des benötigten Zubaus ausmachen. Auf diese Weise werden im Jahr 2050 ca. 500 TWh Strom mehr erzeugt, die zu mehr als 70% für die heimische Elektrolyse benötigt werden. Insgesamt fallen mit 600 TWh mehr als 40% der gesamten Stromnachfrage im Jahr 2050 auf die Elektrolyse. Insgesamt steigt zwar die Wasserstoffnachfrage im Industriesektor um 96 TWh im Jahr 2050 im Vergleich zum Referenzszenario, die gesamte Wasserstoffproduktion bleibt allerdings mit 418 TWh auf einem ähnlichen Level. Der Nachfrageanstieg durch die Defossilisierung der chemischen Industrie wird durch einen Rückgang in anderen Bereichen kompensiert. Im Verkehrssektor sinkt die Wasserstoffnachfrage im Jahr 2050 um 25 TWh und für die Rückverstromung werden sogar 47 TWh weniger eingesetzt. Aber auch im Industriesektor selbst kommt es zu einer Umverteilung des Wasserstoffs. Die Stahlproduktion produziert im Jahr 2050 kein Stahl mehr über grünen Wasserstoff in Direktreduktionsanlagen, stattdessen werden Erdgas und Biogas als Reduktionsmittel eingesetzt. Der Mehrbedarf an Wasserstoff wird ausschließlich für die Herstellung von Methanol und Naphtha benötigt. Durch den Wegfall des Wasserstoffimports steigen die kumulierten Mehrkosten der Transformation auf 1146 Mrd. € an, was einer Erhöhung im Vergleich zum Referenzszenario von 72% entspricht.

Als Schlüsseltechnologie für die Defossilisierung der chemischen Industrie können zum einen die Fischer-Tropsch-Synthese und zum anderen die Methanol-to-Olefins Route identifiziert werden, über die mit grünem Wasserstoff Naphtha, bzw. hoch-veredelte Chemikalien gewonnen werden. Außerdem lässt sich festhalten, dass die Defossilisierung nur mit Mehrkosten erreicht werden kann. Um diesen monetären Mehraufwand leistbar zu halten, ist der Import von wasserstoffbasierten Energieträgern essenziell, da durch inländische Elektrolyse die gesamte Wasserstoffnachfrage nur zu einem Teil kostengünstig gedeckt werden kann.

5.5 Vergleich der Szenarien

Im Folgenden erfolgt ein Vergleich der Recycling- sowie Defossilisierungs-Szenarien. Alle Szenarien werden an dem Referenzszenario *REF95* gespiegelt. Dabei liegt der Fokus auf den Effekten, die sich im Gesamtsystem und insbesondere im Industriesektor zeigen. Als Indikatoren für Gesamtsystemeffekte werden der Primärenergieverbrauch, Stromverbrauch und die -erzeugung, sowie der Wasserstoffbedarf herangezogen. Die vergleichende Analyse des Industriesektors erfolgt anhand des Endenergieverbrauchs, des Wasserstoffbedarfs sowie einiger Schlüsseltechnologien. Anschließend werden die Systemkosten der Szenarien am Referenzszenario *REF95* gespiegelt, um Aussagen über die Kosteneffizienz von bestimmten Maßnahmen bzw. Strategien treffen zu können.

5.5.1 Gesamtenergiesystem

In der Abbildung 5.118 ist die Änderung des Primärenergieverbrauchs gegenüber dem Referenzszenario *REF95* im Jahr 2050 für die einzelnen Szenarien aufgeführt. Ein deutlicher Unterschied zwischen den Defossilisierungs-Szenarien und den Recycling-Szenarien ist im Hinblick auf den Gesamtverbrauch zu erkennen. Während sich der Primärenergieverbrauch bei den Szenarien *GreenChem* und *GreenChemX* lediglich in seiner Zusammensetzung verändert, hat eine Änderung der Recyclingraten Einfluss auf den Gesamtbedarf. Ohne Recycling steigt der absolute Primärenergieverbrauch um ca. 300 TWh, mit erhöhtem Recycling kann dieser um ca. 280 TWh gesenkt werden.

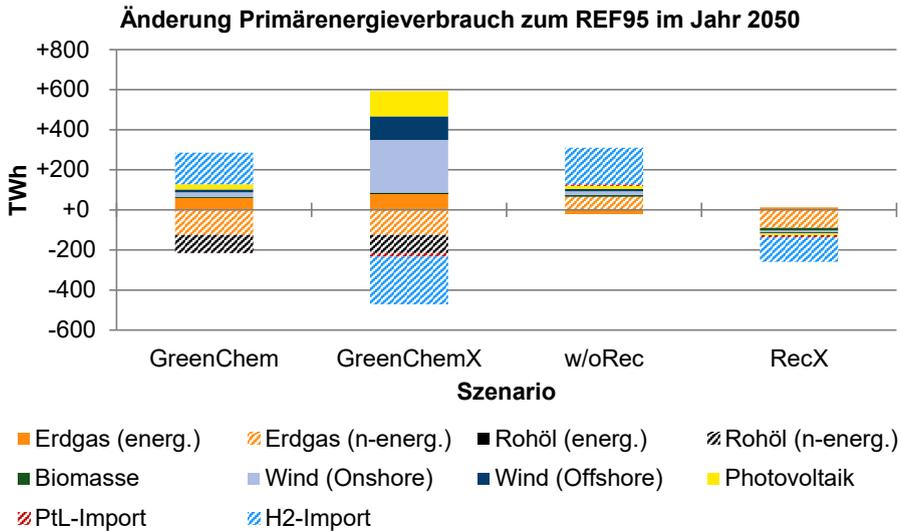


Abbildung 5.118 Änderung des Primärenergieverbrauchs über alle Szenarien im Vergleich zum REF95 im Jahr 2050

Bei den Defossilisierungs-Szenarien findet ein Austausch des fossilen nicht-energetischen Bedarfs statt, der durch in etwa die gleiche Menge erneuerbarer Rohstoffe ersetzt wird. Im Szenario *GreenChemX* muss zudem der Wegfall des Wasserstoffimports durch den Ausbau von Stromerzeugungsanlagen zur heimischen Wasserstoffherzeugung kompensiert werden. Zusätzlich werden durch die forcierte Defossilisierung CO₂-Emissionen in der chemischen Industrie vermieden, die sonst bei der Verarbeitung von fossilen Rohstoffen anfallen würden. Diese können im Vergleich zum Referenzszenario in anderen Bereichen des Energiesystems emittiert werden, wodurch einzelne Sektoren entlastet werden. Dadurch ergibt sich ein zusätzlicher energetischer Erdgaseinsatz (50-80 TWh), der in der Strom- und Stahlerzeugung Anwendung findet.

Für die Defossilisierungs-Szenarien ist in Abbildung 5.119 deswegen auch ein leichter Anstieg der Erdgaskraftwerkskapazität zu erkennen, die ausschließlich für den Spitzenlastbetrieb genutzt wird. Auffällig ist vor allem der drastische Anstieg der benötigten Stromerzeugungsleistung im Szenario *GreenChemX*. Ein Wegfall des Wasserstoffimports erfordert einen zusätzlichen Ausbau im Vergleich zum Referenzszenario von 300 GW. Das Szenario *GreenChemX* ist somit als Extremszenario einzustufen, da die bestehenden Potenziale erneuerbarer Stromerzeugung nahezu ausgeschöpft werden.

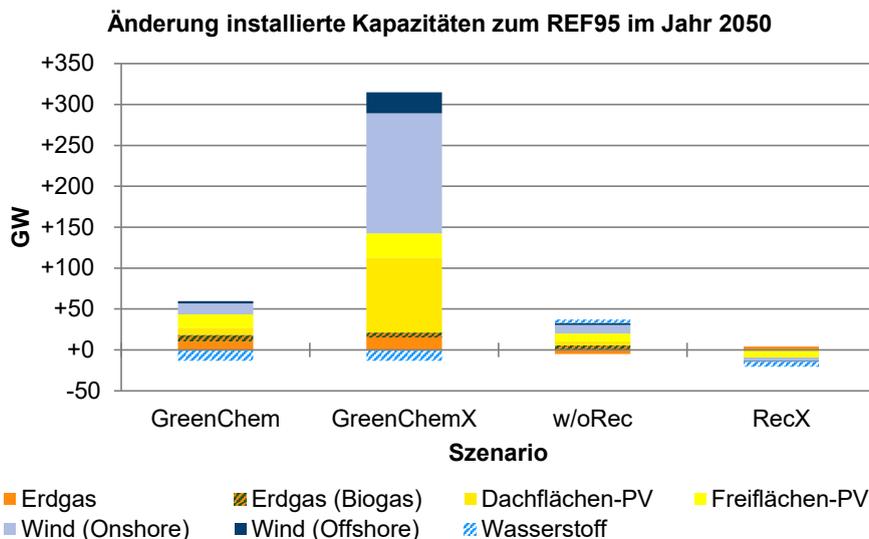


Abbildung 5.119 Änderung der installierten Stromerzeugungsleistung über alle Szenarien im Vergleich zum REF95 im Jahr 2050

Im Szenario *GreenChem* ist lediglich ein Mehrausbau in Höhe von ca. 50 GW notwendig. Daraus lässt sich schließen, dass die autarke Defossilisierung der chemischen Industrie in Deutschland ca. 250 GW mehr Stromerzeugungskapazitäten benötigen würde als eine Defossilisierung mit der Möglichkeit, wasserstoffbasierte Energieträger zu importieren. Die beiden Recycling-Szenarien haben im Vergleich hierzu einen deutlich geringeren Einfluss auf die benötigte Stromerzeugungsleistung. Während die Defossilisierungs-Szenarien zwei Zielsetzungen (CO₂-Minderung und Defossilisierung) beinhalten, haben die Recycling-Szenarien das Ziel, Recycling im Kontext der CO₂-Minderung zu bewerten. Vor diesem Hintergrund ist festzustellen, dass der notwendige Kapazitätszuwachs ohne Recycling in etwa dem entspricht, der für eine Defossilisierung notwendig ist.

Ein ähnliches Bild ergibt die Analyse der Stromerzeugung, die Abbildung 5.120 zu entnehmen ist. Eine Defossilisierung, ohne die Möglichkeit Wasserstoff zu importieren, benötigt eine zusätzliche Stromerzeugung von ca. 500 TWh. Der überwiegende Teil wird durch Onshore-Windenergieanlagen erzeugt (263 TWh). Für den Fall eines möglichen Wasserstoffimports müssen lediglich ca. 80 TWh zusätzlich erzeugt werden, um erneuerbare Rohstoffe für die chemische Industrie bereitzustellen. Die Möglichkeit eines Wasserstoffimports führt dazu, dass die inländische Stromerzeugung um mehr als 400 TWh niedriger liegt.

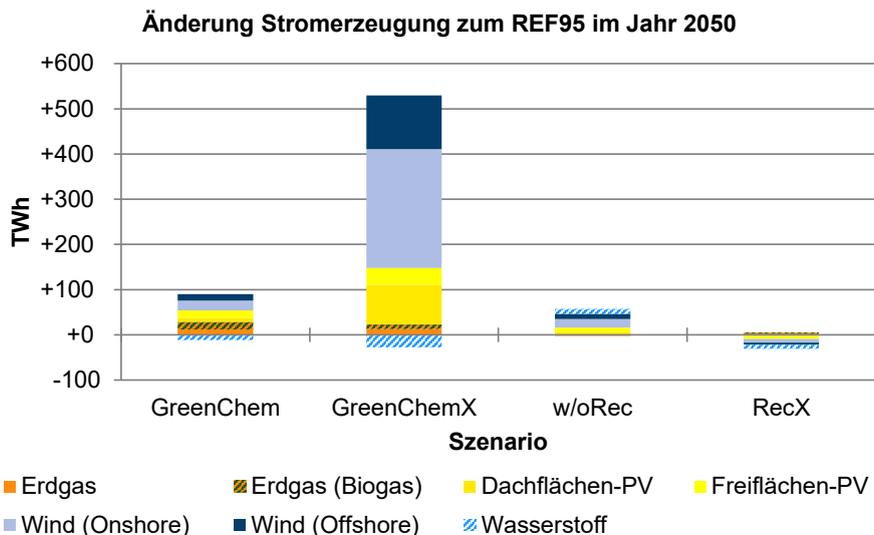


Abbildung 5.120 Änderung der Stromerzeugung über alle Szenarien im Vergleich zum REF95 im Jahr 2050

In Abbildung 5.121 ist zu erkennen, dass mehr als 70% der zusätzlichen Stromerzeugung im Szenario *GreenChemX* für die heimische Elektrolyse benötigt wird. Mit der Möglichkeit eines Wasserstoffimports steigt der Strombedarf lediglich im Industriesektor.

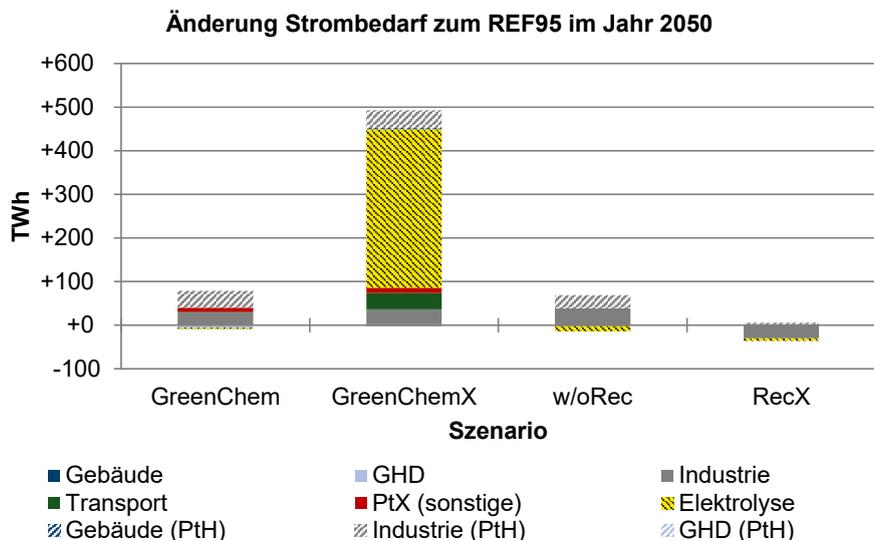


Abbildung 5.121 Änderung des Strombedarfs über alle Szenarien im Vergleich zum REF95 im Jahr 2050

Ohne Recycling liegt der Strommehrbedarf im Industriesektor in der gleichen Größenordnung wie bei der zusätzlichen Defossilisierung der chemischen Industrie. Demgegenüber können mit erhöhtem Recycling bis zu 30 TWh eingespart werden.

Viel entscheidender ist allerdings die Entwicklung des Wasserstoffbedarfs. Mit einer Erhöhung der Recyclingraten, können bis zu 125 TWh Wasserstoff im Jahr 2050 eingespart werden (vgl. Abbildung 5.122). Auf der anderen Seite benötigt eine Transformation des Energiesystems ohne Recycling mehr als 170 TWh Wasserstoff zusätzlich im Jahr 2050. Dies entspricht sogar einem Mehrbedarf von 20 TWh im Vergleich zum Szenario *GreenChem*. Diese Ergebnisse verdeutlichen in signifikanter Weise die große Bedeutung des Recyclings mit seinen Auswirkungen auf das Gesamtenergiesystem und insbesondere im Hinblick auf die Wasserstoffnachfrage.

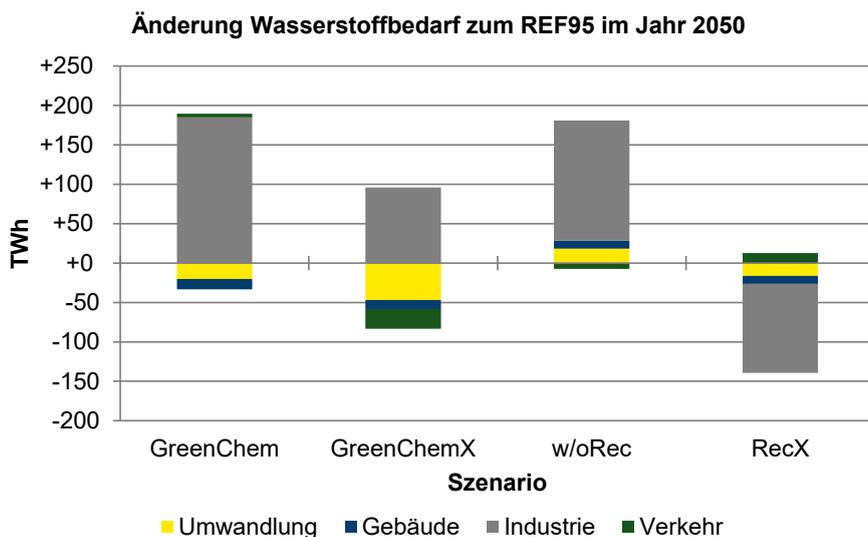


Abbildung 5.122 Änderung des Wasserstoffbedarfs über alle Szenarien im Vergleich zum REF95 im Jahr 2050

Ohne Wasserstoffimport steigt der Wasserstoffbedarf im Vergleich zum Referenzszenario nur marginal an. Eine Erhöhung, wie sie eigentlich für die Defossilisierung der chemischen Industrie notwendig wäre, ist demzufolge nicht kosteneffizient, da dies den ohnehin schon drastischen Ausbau der Stromerzeugung für die heimische Elektrolyse weiter befördern würde.

Systemkosten

Die Auswertung der Szenarien zeigt, dass Recyclingmaßnahmen den größten Einfluss auf die kumulierten Mehrkosten der gesamten Transformation haben (vgl. Abbildung 5.123). Ohne Recycling steigt der finanzielle Mehraufwand fast um das Doppelte. Eine maximale Ausnutzung der Recyclingraten hingegen hat das Potenzial die Mehrkosten gegenüber dem Referenzszenario um mehr als ein Viertel zu senken.

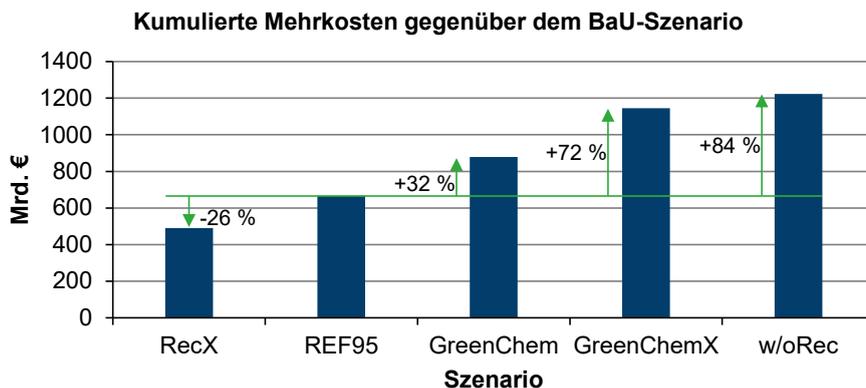


Abbildung 5.123 Kumulierte Mehrkosten der Transformation über alle Szenarien im Vergleich zum Business-as-Usual Szenario (prozentuale Abweichung ggü. REF95)

Eine Defossilisierung der chemischen Industrie erhöht die Mehrkosten im Vergleich zum Referenzszenario um ca. 32% (*GreenChem*), wobei ein Wegfall des Wasserstoffimports sogar zu einem zusätzlichen Mehraufwand von 72% führen würde (*GreenChemX*). Es lässt sich festhalten, dass zukünftige Bemühungen die Recyclingraten zu erhöhen, einen großen Hebel besitzen, den monetären Aufwand zur Erreichung der Klimaziele zu verringern (-26%). Außerdem zeigen die Ergebnisse, dass durch vermehrtes Recycling auch zusätzliche Ziele, wie die Defossilisierung der chemischen Industrie, kostengünstiger gelingen können. Auf der anderen Seite verdoppeln sich die kumulierten Mehrkosten im Vergleich zum Referenzszenario annähernd (+84%), wenn Recyclingmaßnahmen verboten werden.

5.5.2 Industriesektor

Im Folgenden erfolgt eine vergleichende Szenarienanalyse für den Industriesektor. Der Endenergiebedarf ist in Abbildung 5.124 dargestellt. Hier lassen sich Defossilisierungs- und Recycling-Szenarien deutlich voneinander unterscheiden. Für die Defossilisierung wird hauptsächlich der Energieträgermix gewechselt, während der absolute Endenergiebedarf annähernd gleichbleibt. Die Szenarien *w/oRec* und *RecX* verdeutlichen die Auswirkungen von Recycling als Energieeffizienzmaßnahme. Ohne Recycling steigt der industrielle Endenergieverbrauch um ca. 300 TWh. Auf der anderen Seite führt eine Erhöhung der Recyclingraten zu einer Reduktion des Endenergiebedarfs von ca. 200 TWh.

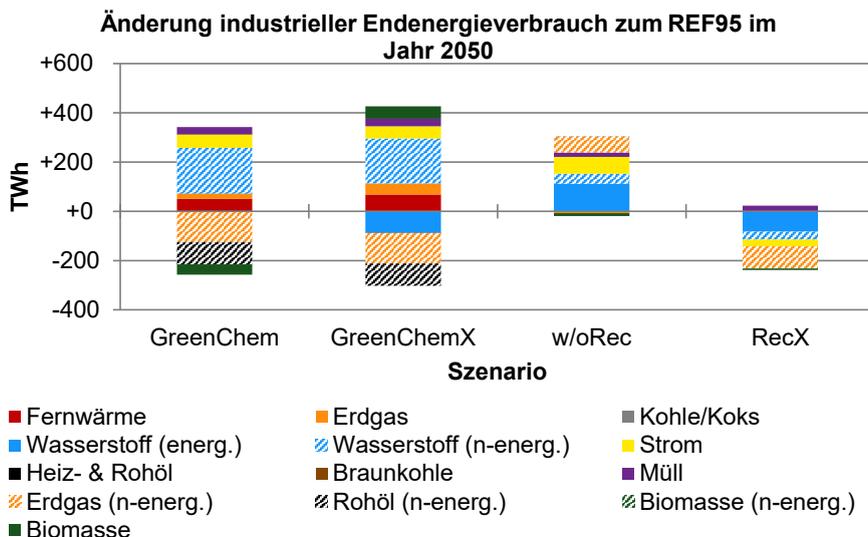


Abbildung 5.124 Änderung des industriellen Endenergiebedarfs über alle Szenarien im Vergleich zum REF95 im Jahr 2050

Für die Defossilisierung der chemischen Industrie müssen mehr als 200 TWh Erdgas und Rohöl durch Wasserstoff substituiert werden. Dadurch steigt der Wasserstoffbedarf besonders für die Herstellung von Methanol und Naphtha um jeweils ca. 90 TWh an (vgl. Abbildung 5.125). Es lässt sich allerdings auch beobachten, dass der Mehrbedarf kostenoptimal nur dadurch gedeckt werden kann, indem die Wasserstoffmengen anderer Industriezweige (z.B. Stahl, Zement) in die chemische Industrie allokiert werden. Dieser Effekt ist in den Recycling-Szenarien nicht festzustellen. Vielmehr variiert hier das Nachfrageniveau.

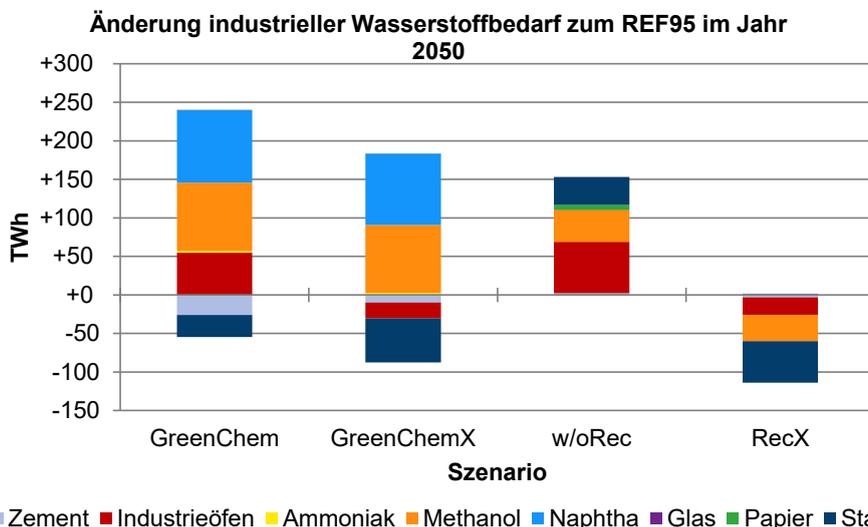


Abbildung 5.125 Änderung des industriellen Wasserstoffbedarfs über alle Szenarien im Vergleich zum REF95 im Jahr 2050

Ohne Recycling wird sowohl für die Stahlerzeugung als auch für die Herstellung von Methanol mehr Wasserstoff benötigt. Zum einen entfällt das Stahlrecycling (vgl. Abbildung 5.126) und zum anderen das Recycling von Altkunststoffen. Zusätzlich wird aufgrund fehlender Recyclingmaßnahmen mehr Prozesswärme benötigt, die durch Wasserstoffverfeuerung bereitgestellt wird. Vermehrtes Recycling kann den Wasserstoffbedarf in diesen Industriezweigen senken und dadurch für eine Entlastung der benötigten Wasserstoffmenge des gesamten Energiesystems sorgen.

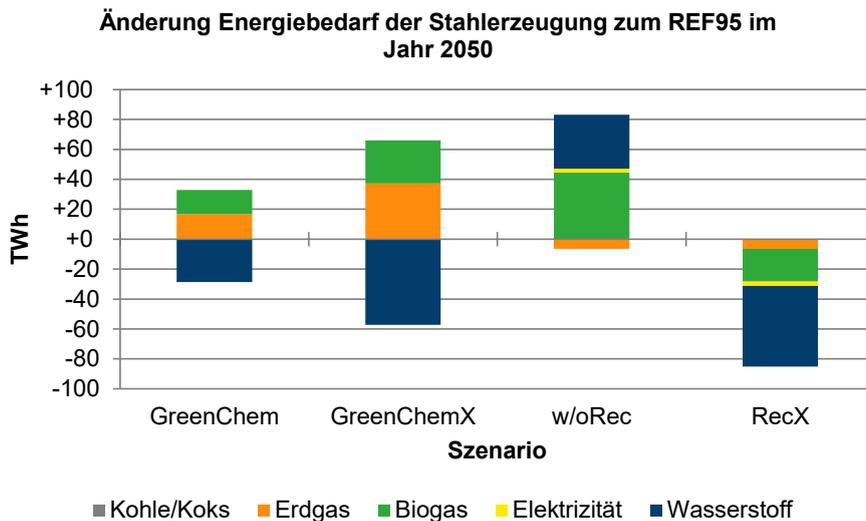


Abbildung 5.126 Änderung des Energiebedarfs in der Stahlerzeugung über alle Szenarien im Vergleich zum REF95 im Jahr 2050

Aus Abbildung 5.126 wird ersichtlich, dass Stahlrecycling einen direkten Einfluss auf den Energieträgermix der Stahlerzeugung hat. Je mehr recycelt werden kann, desto weniger Wasserstoff und Biogas werden für die Direktreduktion benötigt. Ohne Recycling steigt der Energiebedarf dementsprechend um ca. 80 TWh. Ein anderer Effekt kann durch die Defossilisierung der chemischen Industrie beobachtet werden. Der Mehrbedarf an Wasserstoff in der chemischen Industrie hat zur Folge, dass Wasserstoff aus der Stahlherstellung abgezogen wird. Es zeigt sich, dass die Bereitstellung von Wasserstoff im Energiesystem von signifikanter Bedeutung für das Gelingen der Transformation des Energiesystems ist. Dadurch kann es zu Konkurrenz der Wasserstoffnachfrage zwischen der chemischen Industrie und der Stahlerzeugung kommen.

Die Herstellung von hoch-veredelten Chemikalien und ihre Veränderung zum Referenzszenario ist in Abbildung 5.127 aufgeführt. Für eine Defossilisierung der chemischen Industrie sind das chemische Recycling von Altkunststoff zur Erzeugung von grünem Naphtha (Pyrolyseöl) und die Methanol-to-Olefins Route von entscheidender Bedeutung. Beide Verfahren sind die Schlüsseltechnologien für eine Defossilisierung der chemischen Industrie. Mehr als 10 Mt hoch-veredelte Chemikalien müssen in beiden Szenarien über die entsprechenden grünen Varianten zusätzlich hergestellt werden.

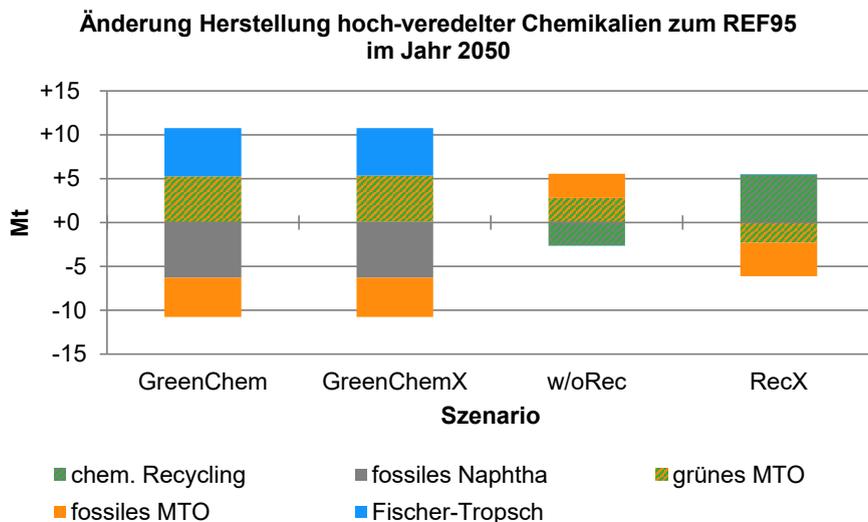


Abbildung 5.127 Änderung der Herstellung von hoch-veredelten Chemikalien über alle Szenarien im Vergleich zum REF95 im Jahr 2050

Da für die Defossilisierungs-Szenarien die gleichen maximalen Recyclingquoten wie für das Referenzszenario gelten, muss vermehrt auf grünes Methanol und die Fischer-Tropsch-Synthese zurückgegriffen werden. Im Szenario *w/oRec* muss der Wegfall des Pyrolyseöls aus dem chemischen Recycling durch fossiles und grünes Methanol substituiert werden. Bei vermehrtem Recycling können zusätzlich mehr als 5 Mt hoch-veredelter Chemikalien aus Pyrolyseöl hergestellt werden. Dadurch wird sowohl fossiles Methanol als auch grünes Methanol ersetzt. Daraus folgt, dass chemisches Recycling von Altkunststoff kosteneffizienter ist als die Primärherstellung über die Methanol-to-Olefins Route.

5.5.3 Zusammenfassung und Diskussion

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der einzelnen Szenarien gegenübergestellt und miteinander verglichen. Es zeigt sich, dass eine Defossilisierung vor allem eine Umverteilung des Primär- und Endenergiebedarfs bedeutet. Fossile Energieträger werden hauptsächlich durch Wasserstoff substituiert. Ein signifikanter Mehrbedarf des Energieverbrauchs kann nicht beobachtet werden. Recyclingmaßnahmen besitzen im Energiesystem die Funktion von Energieeffizienzmaßnahmen. Eine Erhöhung der Recyclingraten führt zu einem geringeren Energiebedarf, während ein Wegfall von Recycling einen deutlichen Mehrbedarf bedingt.

Den größten Einfluss auf die zu installierenden Kapazitäten zur Stromerzeugung hat das Szenario *GreenChemX*. Ein Erreichen der Klimaziele bei gleichzeitiger Defossilisierung der chemischen Industrie, ohne die Möglichkeit Wasserstoff zu importieren, führt zu einem Anstieg des Strombedarfs allein für die heimische Elektrolyse in Höhe von mehr als 360 TWh im Jahr 2050. Dazu werden 300 GW mehr Stromerzeugungskapazitäten benötigt. Demgegenüber hat eine Variation der Recyclingraten keinen besonderen Einfluss auf den Strombedarf.

Ein Verbot von Recycling führt zu einem zusätzlichen Wasserstoffbedarf in Höhe von 170 TWh. Dieser Mehrbedarf wird dann vor allem für die Direktreduktion in der Stahlerzeugung benötigt, um das fehlende Stahlrecycling im Elektrolichtbogenofen zu kompensieren. Umgekehrt ist es möglich, den Wasserstoffbedarf um ca. 125 TWh zu senken, wenn die Recyclingraten maximal genutzt werden können. Dies bewirkt, dass vor allem in der Stahlerzeugung und der Herstellung von hoch-veredelten Chemikalien weniger Wasserstoff eingesetzt werden müsste. Der industrielle Wasserstoffmehrbedarf für die Defossilisierung liegt bei 250 TWh. Es erweist sich allerdings als kostengünstig, einen Teil des Wasserstoffmehrbedarfs aus anderen Industriebranchen (hauptsächlich Stahl und Zement) und Sektoren (Verkehr und Gebäude) in die chemische Industrie umzuverteilen, sodass insgesamt nur 150 TWh Wasserstoff zusätzlich bereitgestellt werden müssen. Zukünftig wird die chemische Industrie, im Bemühen eine erneuerbare Rohstoffbasis zu entwickeln, mit anderen Branchen und Sektoren um kostengünstigen Wasserstoff konkurrieren. Dieses Verhalten lässt sich im Szenario *GreenChemX* noch deutlicher erkennen. Besteht die Möglichkeit des Wasserstoffimports nicht, kommt es zu einer starken Umverteilung des Wasserstoffs in die chemische Industrie, sodass schließlich kein Stahl mehr über Direktreduktion mit grünem Wasserstoff erzeugt wird.

Es zeigt sich, dass Recyclingmaßnahmen einen großen Einfluss auf die Mehrkosten haben und damit maßgeblich für das Gelingen der Energiewende verantwortlich sind. Ohne Recycling verdoppeln sich die Mehrkosten. Demgegenüber kann mit maximalen Recyclingraten der finanzielle Mehraufwand um 25% reduziert werden. Das gleichzeitige Erreichen der Treibhausgasreduktionsziele und der Defossilisierung der chemischen Industrie ist mit zusätzlichen Mehrkosten in Höhe von 879 Mrd. € verbunden, was einem Anstieg der kumulierten Kosten gegenüber dem Referenzszenario von etwa 32% entspricht. Diese Mehrkosten steigen um weitere 267 Mrd. € an, wenn versucht wird, die Defossilisierung autark (ohne den Import von wasserstoffbasierten Energieträgern) zu erreichen.

6 Zusammenfassung

Ziel dieser Arbeit ist es, Transformationspfade für die deutsche Industrie im Kontext der Umgestaltung des Gesamtenergiesystems zur Erreichung der gesetzten Klimaziele im Jahr 2050 zu untersuchen. Dabei soll analysiert werden, welche Rolle Recycling- und Defossilisierungsmaßnahmen spielen und welche Anforderungen sich an das Gesamtenergiesystem stellen. Diese Untersuchungen sollen mit einem Energiesystemmodell durchgeführt werden, was im Rahmen dieser Arbeit weiterentwickelt wird.

Literaturrecherche

Um die Ausgangslage für diese Arbeit zu skizzieren, werden anhand einer Literaturrecherche bereits existierende Stoffstrom- und Energiesystemmodelle untersucht. Außerdem werden aktuelle nationale Energieszenarien für Deutschland vorgestellt, wobei im Besonderen darauf eingegangen wird, in welchem Maße Recycling und Defossilisierung berücksichtigt werden. Dabei lassen sich folgende Punkte festhalten.

- Die Energiewelt ist unzureichend in Stoffstrommodellen und die Stoffstromwelt ist umgekehrt unzureichend in Energiesystemmodellen abgebildet.
- Recyclingmaßnahmen lassen sich derzeit nicht adäquat in Energiesystemmodellen abbilden.
- Der Industriesektor ist in vielen Fällen unzureichend abgebildet. Strategien im Bezug zu Recycling oder Defossilisierung lassen sich nicht ableiten.
- Kosteneffizienz spielt in fast keinem Szenario eine Rolle.
- Eine konsistente und kosteneffiziente Gesamtbewertung von Recycling und/oder Defossilisierung im Kontext des gesamten Energiesystems gibt es nicht. In der Regel handelt es sich bei den vorhandenen Studien lediglich um Simulationen ohne Analyse der Kosten.
- Der nicht-energetische Bedarf wird in den untersuchten Szenarien kaum berücksichtigt. Eine Defossilisierung der Industrie durch den Einsatz von erneuerbaren Rohstoffen, CO₂-neutralen Rohstoffen oder Ressourceneffizienz erfordert zukünftig die Berücksichtigung von nicht-energetischem Verbrauch.
- Recycling wird, wenn überhaupt, nur durch exogen gesetzte Annahmen berücksichtigt. In den meisten Szenarien wird das Thema Recycling gar nicht adressiert.

Modellierung

Ein integriertes Energiesystemmodell, mit dem kosteneffiziente nationale Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem berechnet werden können, wird als Basismodell für die Untersuchungen dieser Arbeit gewählt. Um ein möglichst repräsentatives Abbild der gesamten deutschen Industrielandschaft analysieren zu können, müssen die wichtigsten Industrieprozesse detailliert erfasst werden. Auf diese Weise sollen kohärente Szenarien erstellt werden, mit denen Langfriststrategien im Industriebereich aber auch deren Wechselwirkungen auf andere Sektoren bewertet werden können. Der Fokus der Implementierung liegt hierbei auf potenziellen Recyclingverfahren im Sinne von Ressourceneffizienzmaßnahmen und der detaillierten Betrachtung von Strategien zur Defossilisierung, um auch in diesen bisher vernachlässigten Bereichen Aussagen über die Transformation bis zum Jahr 2050 treffen zu können.

Die Metall- und Nichteisenmetallerzeugung, die Grundstoffchemie, die Papierindustrie, die Glasherstellung und die Verarbeitung von Steinen und Erden wurden aufgrund ihres Anteils an den Gesamtemissionen und am Endenergieverbrauch für die anschließende detaillierte Modellierung ausgewählt. Mit einem Anteil von 66% am industriellen Endenergieverbrauch und mehr als 80% an den industriellen CO₂-Emissionen können diese Branchen als repräsentativ für den Industriesektor angenommen werden. Durch die Analyse dieser Branchen können somit Rückschlüsse auf das Verhalten des gesamten Industriesektors gezogen werden. Zusätzlich werden der restliche Endenergieverbrauch und die restlichen industriellen CO₂-Emissionen aggregiert abgebildet und optimiert. Die einzelnen Prozesse werden so im Modell verdrahtet, dass sie in Konkurrenz miteinander, aber auch mit Technologien aus anderen Nachfragesektoren stehen. Durch diese Integration lassen sich sowohl Auswirkungen der CO₂-Begrenzung des Gesamtsystems auf den Industriesektor analysieren als auch Rückkopplungen der Veränderungen im Industriesektor auf das Gesamtsystem. Recyclingoptionen werden als zusätzliche Alternative zu den konventionellen Prozessen, die auf Primärrohstoffe angewiesen sind, implementiert. Dadurch stehen sie in Konkurrenz miteinander, um die jeweilige Güternachfrage kostenoptimal bei gleichzeitiger Einhaltung der CO₂-Emissionen des Gesamtsystems decken zu können. Während in vielen anderen Studien Recyclingquoten nur exogen vorgegeben werden, sind sie nun Teil der Optimierung. Dies erlaubt erstmalig eine kostenoptimale Bewertung von Recycling im Kontext des gesamten Energiesystems. Die zukünftig verfügbare Menge an Sekundärrohstoffen wird durch einen Ansatz aus der Materialflussmodellierung abgeschätzt. Dabei wird über eine Häufigkeitsverteilung berechnet, zu welchem Zeitpunkt eine bestimmte Menge eines Materials dem Energiesystem zukünftig als Abfall zur Verfügung steht.

Szenarienanalyse

Als Ausgangspunkt für die verschiedenen Untersuchungen dieser Arbeit wird ein Basisszenario erstellt (REF95). In diesem Szenario wird eine Transformationsstrategie berechnet, um eine CO₂-Reduktion des Energiesystems im Jahr 2050 um 95% (ggü. 1990) kostenoptimal zu erreichen. Die dafür notwendigen Technologien und Verfahren dienen als Vergleichsgröße für die Szenarien zu Recycling- und Defossilisierungsstrategien. Somit wird das Referenzszenario zur Bewertung und Einordnung der anderen Szenarien hinzugezogen. Die Recyclingszenarien teilen sich in das Szenario *w/oRec*, in dem Recyclingmaßnahmen im Energiesystemmodell verboten werden, und in das Szenario *RecX* auf, in dem Industriegüter vollständig durch Recyclingverfahren und Sekundärrohstoffe produziert werden können. Auch die Analyse der Defossilisierung der chemischen Industrie erfolgt anhand von zwei Szenarien. Im Szenario *GreenChem* muss zusätzlich zur CO₂-Reduktion um 95% im Jahr 2050 auch der Rohstoffeinsatz der chemischen Industrie vollständig auf erneuerbare Rohstoffe umgestellt werden. Das Szenario *GreenChemX* dient als Extremszenario, in dem keine wasserstoffbasierten Energieträger importiert werden können, und somit untersucht wird, ob eine Defossilisierung auch in einem autarken Energiesystem funktioniert. Die wichtigsten Erkenntnisse der Szenarienanalyse sind im Folgenden zusammengefasst.

Referenzszenario (REF95)

- Bei der Analyse des Primärenergieeinsatzes ist ein vollständiger Rückgang der fossilen Energieträger zugunsten der erneuerbaren Energieträger zu beobachten. Einzig der nicht-energetische Bedarf ist im Jahr 2050 noch zu 74% durch fossile Energieträger geprägt.
- Insgesamt steigt die installierte Stromerzeugungsleistung auf 614 GW, wobei Photovoltaikanlagen mit 300 GW und Windenergieanlagen mit 246 GW (202 GW Onshore, 44 GW Offshore) zusammen 89% davon ausmachen.
- Im Jahr 2050 werden 1010 TWh Strom erzeugt, die zu 99% von erneuerbaren Energieträgern stammen.
- Als zukünftig essenzieller Energieträger kann Wasserstoff identifiziert werden. Mehr als 400 TWh grüner Wasserstoff werden im Jahr 2050 benötigt, die zu 59% durch Importe gedeckt werden.
- Die Wasserstoffnachfrage teilt sich zu 47% auf den Industriesektor und zu 35% auf den Verkehrssektor auf. Die gesamte Nachfrage im Industriesektor (193 TWh) teilt sich wiederum zu 32% auf die Stahlindustrie und zu 14% auf die Zementproduktion auf. Weitere 26% werden für die Methanolherstellung und 10% für die Ammoniaksynthese (jeweils nicht-energetisch) benötigt.
- Die größte Transformation im Industriesektor erfahren die Stahlerzeugung und die Chemieindustrie.
- Bei der Stahlerzeugung wird die konventionelle Hochofenroute vollständig durch die Direktreduktion mit Wasserstoff abgelöst.
- In der Chemieindustrie werden mit dem Methanol-to-Olefins Verfahren der konventionelle Steam Cracker zu 46% abgelöst. Anstelle von Naphtha spielt im Jahr 2050 der nicht-energetische Einsatz von Methanol für die Herstellung von hoch-veredelten Chemikalien eine bedeutende Rolle.
- Auch das chemische Recycling von Altplastik trägt mit mehr als 2,7 Mt (16%) produziertem Kunststoff erheblich zur Treibhausgasreduktion in der Kunststoffproduktion bei.
- Über alle Industriebranchen hinweg werden die theoretisch möglichen Recyclingraten voll ausgeschöpft. In keinem Industriezweig werden Recyclingmaßnahmen zugunsten eines Energie- oder Verfahrenswechsels über die Transformation zurückgefahren. Es lässt sich dadurch festhalten, dass Recycling in allen Industriebranchen eine kosteneffiziente Maßnahme zur Treibhausgasvermeidung darstellt.
- Dabei lassen sich über den gesamten Transformationspfad Mehrkosten von 664 Mrd. € identifizieren. Daraus ergeben sich, über 30 Jahre gemittelt, spezifische CO₂-Vermeidungskosten in Höhe von 116 €/t CO₂. Es lässt sich festhalten, dass die notwendigen Maßnahmen, um eine 95% CO₂-Reduktion im Jahr 2050 einzuhalten, zwar mit Mehrkosten verbunden sind, allerdings bewegen sich diese im Rahmen heutiger Ausgaben des Energiesektors.

Energiesystem ohne Recycling (w/oRec)

Dieses Szenario erlaubt zum ersten Mal eine Abschätzung, welchen Einfluss Recycling auf die Entwicklung des Energiesystems hat.

- Ohne die Möglichkeit zu recyceln, ergibt sich ein Mehrbedarf von 300 TWh im Jahr 2050 für den Primärenergiebedarf, der fast ausschließlich durch einen höheren Energiebedarf im Industriesektor in Höhe von 285 TWh bedingt ist.
- Insgesamt liegt der industrielle Wasserstoffbedarf damit mehr als 150 TWh über dem des *REF95* bei ca. 350 TWh.
- Eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 95% im Jahr 2050 ohne Recyclingmaßnahmen ist nur durch einen erheblichen finanziellen Mehraufwand zu erreichen. Im Gegensatz zum Referenzfall steigen die kumulierten Kosten der Transformation um 84%, bzw. 557 Mrd. €, zusätzlich.
- Weiterhin lässt sich feststellen, dass ohne Recycling im heutigen Energiesystem Mehrkosten in Höhe von 13 Mrd. €/a zu verzeichnen wären.

Erhöhte Recyclingraten (RecX)

Recyclingraten sind erstmalig Bestandteil einer Energiesystemoptimierung und nicht exogen gesetzt. Während bislang nur sehr grobe Abschätzungen vorliegen, kann nun ein detailliertes und darüber hinaus konsistentes Bild gezeichnet werden. Folgende Ergebnisse sind zu unterstreichen:

- Bis zum Jahr 2050 werden die möglichen Recyclingquoten maximal ausgenutzt. Sowohl in der Stahl-, Aluminium-, Papier-, Glas-, und Kunststoffherstellung werden ausschließlich Sekundärrohstoffe eingesetzt werden.
- Dadurch ergibt sich im Jahr 2050 eine Reduktion des Primärenergiebedarfs von 250 TWh und des Endenergiebedarfs in der Industrie von 200 TWh im Vergleich zum Referenzfall.
- Die Stahlproduktion benötigt im Jahr 2050 lediglich 22 TWh Strom für den Elektrolichtbogenofen und keinen Wasserstoff mehr für die Direktreduktion.
- In der Methanolherstellung entfallen sowohl 90 TWh Erdgas als auch 34 TWh Wasserstoff, da 14 Mt Methanol weniger in der Methanol-to-Olefins Route zu hochveredelten Chemikalien verarbeitet werden. Grund dafür ist eine Zunahme des chemischen Recyclings von Altkunststoff, wodurch 8 Mt primäre hochveredelte Chemikalien gewonnen werden können.
- Insgesamt sinken die Mehrkosten der Transformation im Szenario *RecX* im Vergleich zum *REF95* um 26% (176 Mrd. €). Anstrengungen, die Recyclingraten zu erhöhen haben großes Potenzial den finanziellen Mehraufwand der Energiewende zu verringern.

Bei einer Variation der Preise für Sekundärrohstoffe im Rahmen einer Sensitivität lässt sich festhalten, dass die vom Modell gewählten Recyclingraten ein robustes Ergebnis darstellen – auch bei höheren Preisen. Für die Stahlerzeugung steht im Jahr 2050 eine Spanne von 300 €/t Stahlschrott zu heutigen Stahlschrottkosten zur Verfügung, bei der Stahlrecycling immer noch kosteneffizient gegenüber anderen Verfahren ist. Diese Spanne kann bspw. für die Reinigung und Aufbereitung von Stahlschrott genutzt werden. Für das zukünftig verfügbare chemische Recycling kann das Energiesystem einen Anstieg der Kosten auf

1500 €/t Pyrolyseöl tolerieren, damit auch das chemische Recycling eine kosteneffiziente Option bleibt. Damit können erstmalig Aussagen über den Einfluss von Sekundärrohstoffpreisen auf das Gesamtenergiesystem getroffen werden.

In einer weiteren Sensitivität, bei der die zukünftige Industriegüterproduktion verringert wird, lassen sich signifikante Unterschiede im Vergleich zum Referenzszenario im Wasserstoffbedarf der Industrie beobachten. Insgesamt kann vermehrtes Recycling mit 110 TWh ebenso viel Wasserstoff einsparen wie eine Reduktion der Industriegüterproduktion um 20%. Erhöhte Recyclingraten führen vor allem zu weniger Wasserstoffbedarf in der Stahl- und Methanolherstellung, während eine verringerte Güterproduktion zudem Auswirkungen auf den Wasserstoffbedarf in Branchen hat, in denen kein Recycling stattfindet (bspw. Zementherstellung). Zusätzlich zum enormen Energieeinsparpotenzial durch eine geringere Industriegüterproduktion, lassen diese Ergebnisse den Schluss zu, dass die getroffenen Annahmen zur zukünftigen Entwicklung der Güternachfrage signifikante Auswirkungen auf das Energiesystemdesign haben.

Recycling hat als Maßnahme zur Minderung der Transformationskosten eine große Bedeutung für das Energiesystem und sollte als Element einer Treibhausgasreduktionsstrategie eine stärkere Beachtung finden.

Defossilisierung der chemischen Industrie (*GreenChem*)

Durch die Implementierung neuer und innovativer Industrieprozesse, lassen sich nun erstmalig emissionsseitige Auswirkungen einer Defossilisierung im Kontext des Gesamtenergiesystems bewerten. Dazu zählt auch die Analyse von geeigneten Defossilisierungsstrategien. Folgende Ergebnisse lassen sich festhalten:

- Defossilisierung ist eine zusätzliche stringent wirkende Randbedingung neben der eigentlichen Treibhausgasminderung.
- Es ergeben sich erhebliche Auswirkungen auf das Gesamtsystem.
- Der gesamte nicht-energetische Bedarf an Erdgas und Rohöl wird durch Wasserstoff ersetzt.
- Chemisches Recycling und die Methanol-to-Olefins Route können als Schlüsseltechnologien identifiziert werden.
- Für die Methanolherstellung im Jahr 2050 werden 89 TWh mehr Wasserstoff benötigt. Hauptsächlich ist dieser Anstieg durch einen vermehrten Bedarf an grünem Methanol von mehr als 19 Mt für die Erzeugung von hoch-veredelten Chemikalien zu begründen.
- Der industrielle Wasserstoffbedarf liegt damit mehr als 185 TWh über dem des Referenzszenarios. Insgesamt steigt der Wasserstoffbedarf des Gesamtenergiesystems um 160 TWh, die ausschließlich über Import bereitgestellt werden.
- Eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 95% im Jahr 2050 bei zusätzlicher Defossilisierung der chemischen Industrie führt zu erhöhten Mehrkosten. Im Gegensatz zum Referenzfall steigen die kumulierten Kosten der Transformation um zusätzliche 32%, bzw. 212 Mrd. € an. Dieser Mehraufwand ist vor allem durch den erhöhten Wasserstoffimport bedingt.

Defossilisierung der chemischen Industrie ohne Wasserstoffimporte (GreenChemX)

- Ohne den Import von wasserstoffbasierten Energieträgern ergibt sich im Jahr 2050 eine Erhöhung des Primärenergiebedarfs von 240 TWh im Vergleich zum Referenzfall. Ausschlaggebend dafür ist ein signifikanter Anstieg der installierten Leistung der Stromerzeugung im Jahr 2050. Im Vergleich zum Referenzszenario werden 300 GW zusätzliche Kapazität benötigt.
- Auf diese Weise werden im Jahr 2050 ca. 500 TWh Strom mehr erzeugt, die zu mehr als 70% für heimische Elektrolyse benötigt werden.
- Insgesamt steigt zwar die Wasserstoffnachfrage im Industriesektor um 96 TWh im Jahr 2050 im Vergleich zum Referenzszenario an, die gesamte Wasserstoffproduktion bleibt allerdings mit 418 TWh auf einem ähnlichen Level.
- Der Anstieg der Wasserstoffnachfrage durch die Defossilisierung der chemischen Industrie wird durch einen Rückgang in anderen Bereichen kompensiert. Im Verkehrssektor sinkt die Wasserstoffnachfrage im Jahr 2050 um 25 TWh und für die Rückverstromung werden sogar 47 TWh weniger eingesetzt.
- Auch im Industriesektor selbst kommt es zu einer Umverteilung des Wasserstoffs. Die Stahlproduktion produziert im Jahr 2050 keinen Stahl mehr über grünen Wasserstoff in Direktreduktionsanlagen, stattdessen werden Erdgas und Biogas als Reduktionsmittel eingesetzt. Der Mehrbedarf an Wasserstoff wird ausschließlich für die Herstellung von Methanol und Naphtha benötigt.
- Durch den Wegfall des Wasserstoffimports steigen die kumulierten Mehrkosten der Transformation auf 1146 Mrd. €, was einer Steigerung im Vergleich zum Referenzszenario von 72% entspricht. Die Klimaziele zu erreichen und die chemische Industrie zu defossilisieren, stellt somit eine enorme Herausforderung an ein autarkes Energiesystem.
- Als Schlüsseltechnologie für die Defossilisierung der chemischen Industrie können zum einen das chemische Recycling und zum anderen die Methanol-to-Olefins Route identifiziert werden, über die mit grünem Wasserstoff Naphtha, bzw. hochveredelte Chemikalien gewonnen werden.

Im Zuge einer ganzheitlichen Betrachtung der Transformation des Energiesystems sollte die Defossilisierung der chemischen Industrie kostenseitig Berücksichtigung finden. Insbesondere die zukünftige Versorgung mit Wasserstoff ist ausschlaggebend für die damit verbundenen Mehrkosten.

7 Anhang

7.1 Detailergebnisse Szenario Rec+

In diesem Unterkapitel sind die Ergebnisse des Szenario Rec+ zu finden.

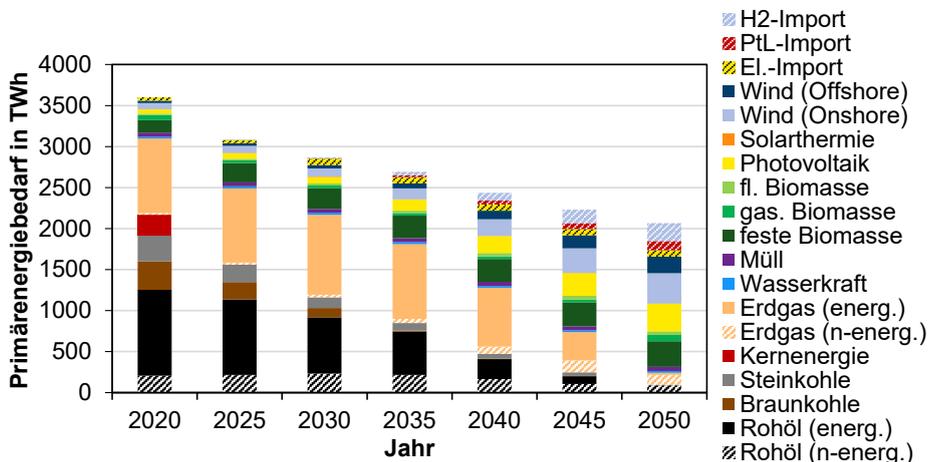


Abbildung 7.1 Primärenergieverbrauch des Szenario Rec+

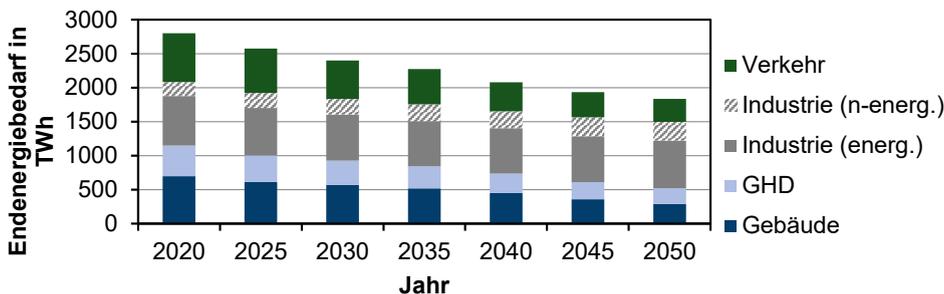


Abbildung 7.2 Endenergieverbrauch des Szenario Rec+

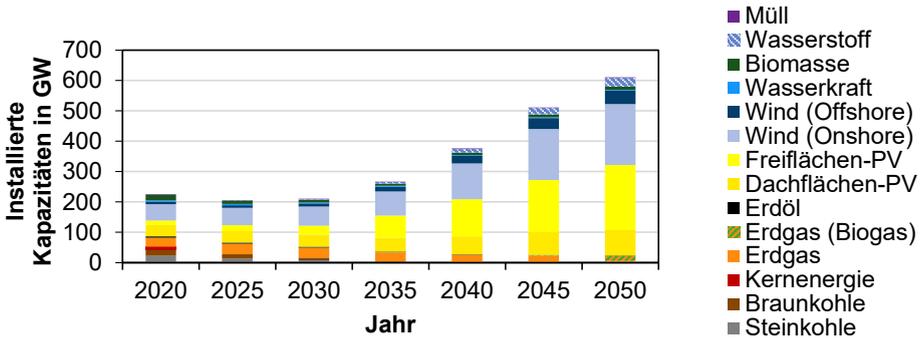


Abbildung 7.3 Installierte Stromerzeugungskapazität des Szenario Rec+

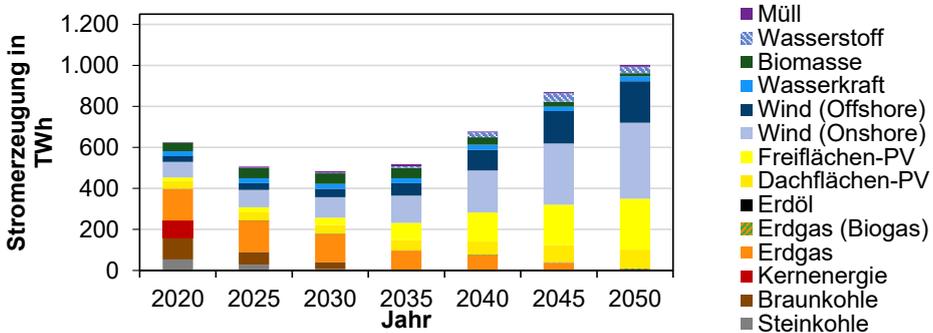


Abbildung 7.4 Stromerzeugung des Szenario Rec+

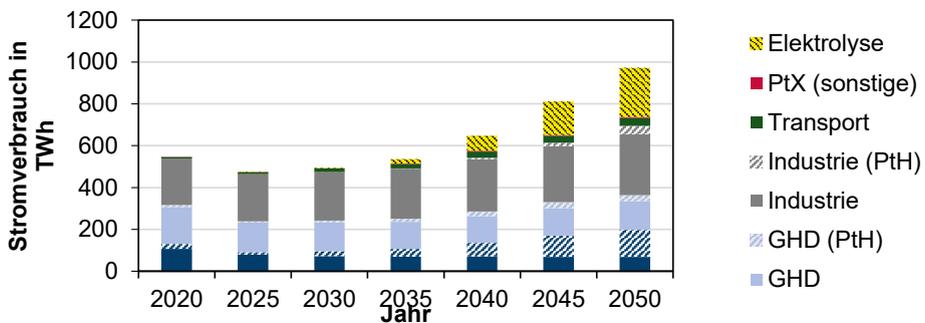


Abbildung 7.5 Strombedarf des Szenario Rec+

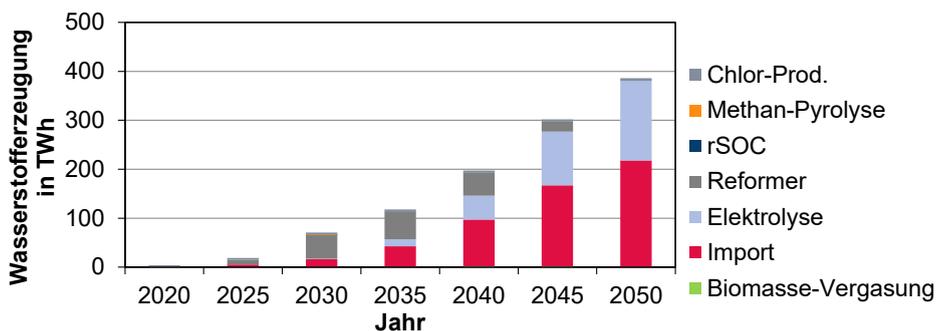


Abbildung 7.6 Wasserstoffherzeugung des Szenario Rec+

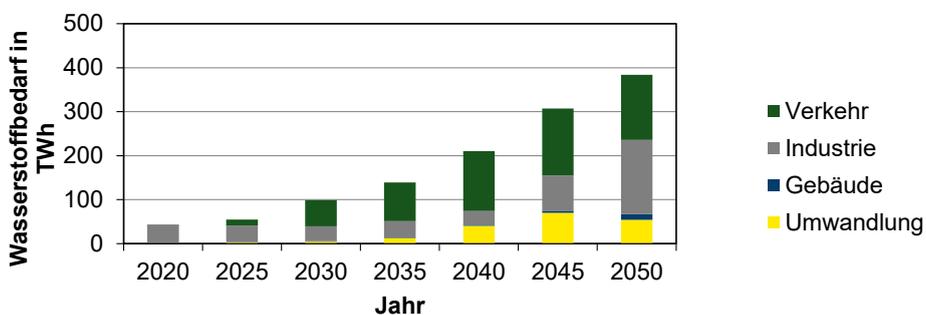


Abbildung 7.7 Wasserstoffbedarf des Szenario Rec+

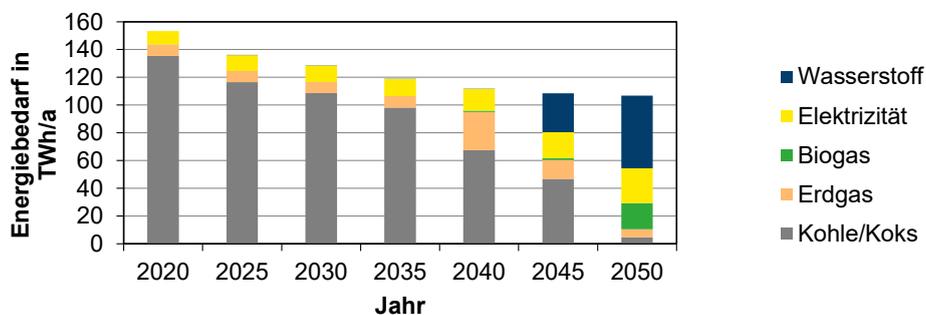


Abbildung 7.8 Energiebedarf der Stahlerzeugung des Szenario Rec+

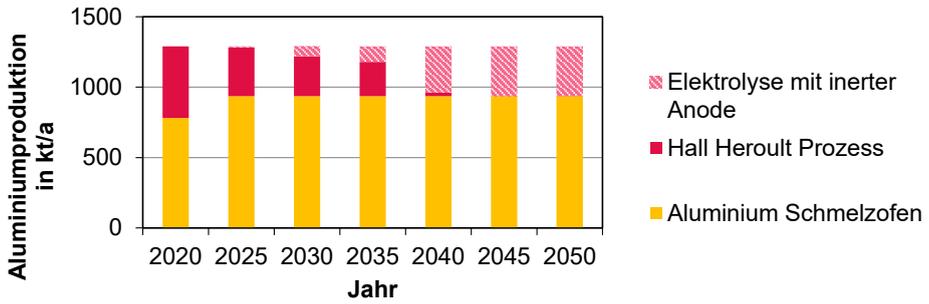


Abbildung 7.9 Entwicklung der Aluminiumerzeugung des Szenario Rec+

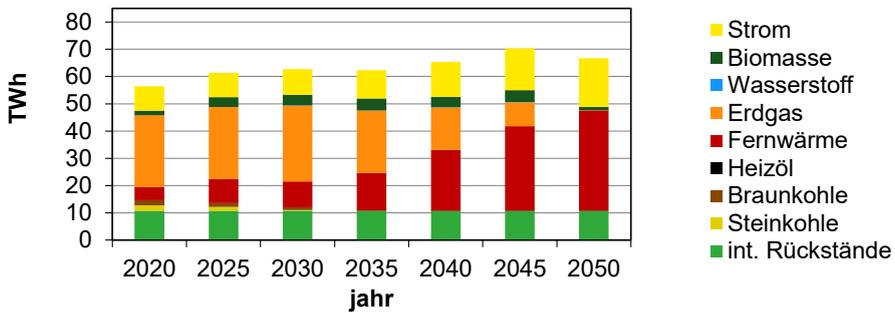


Abbildung 7.10 Energiebedarf der Papierherstellung des Szenario Rec+

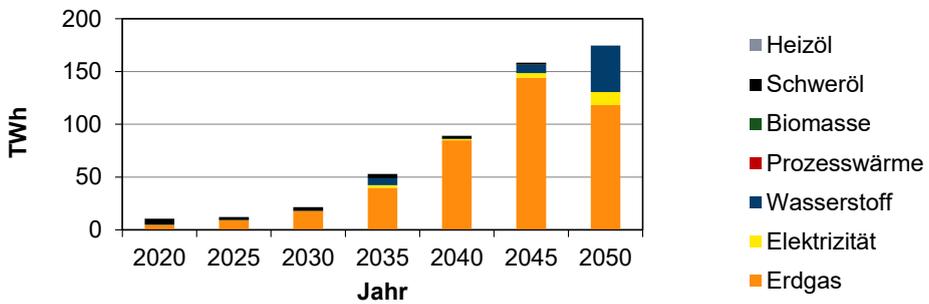


Abbildung 7.11 Energiebedarf der Papierherstellung des Szenario Rec+

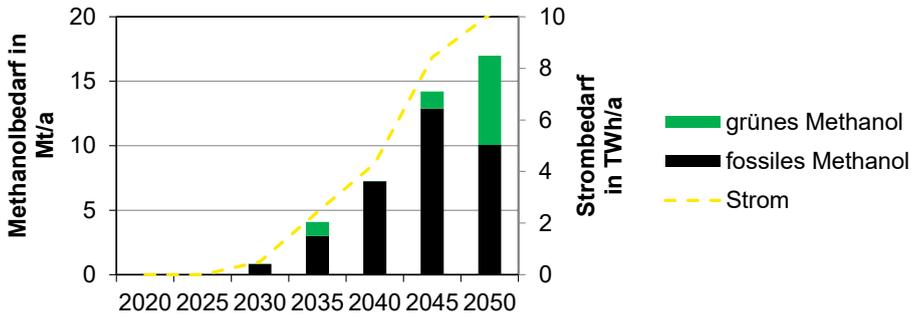


Abbildung 7.12 Entwicklung der Methanol-to-olefins Route des Szenario Rec+

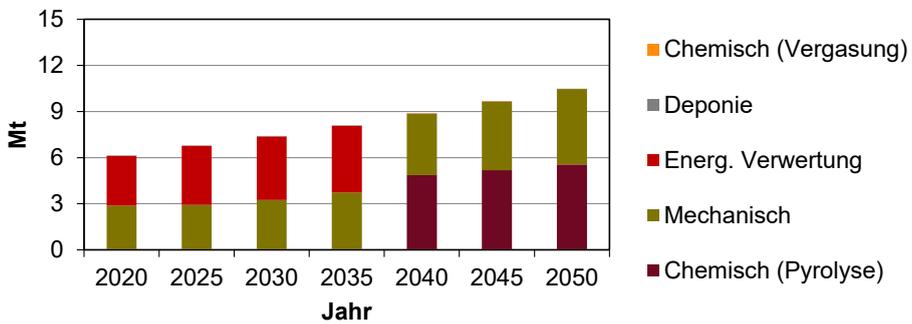


Abbildung 7.13 Entwicklung der Verwertung von Altplastik des Szenario Rec+

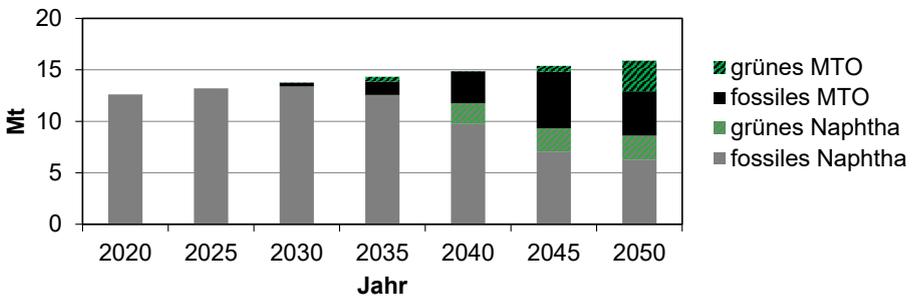


Abbildung 7.14 Entwicklung der Plasterstellung des Szenario Rec+

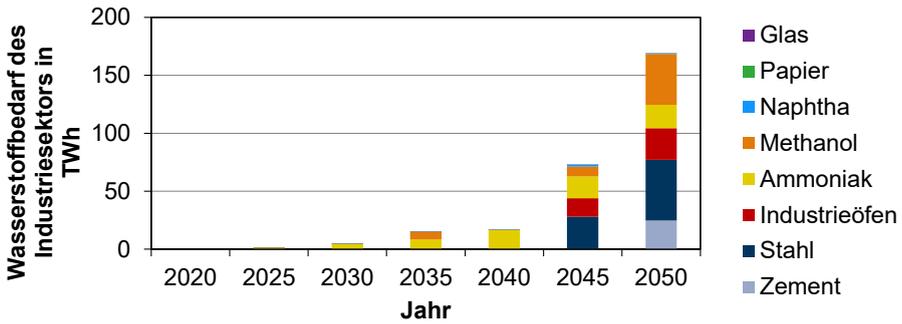


Abbildung 7.15 Entwicklung des industriellen Wasserstoffbedarfs des Szenario Rec+

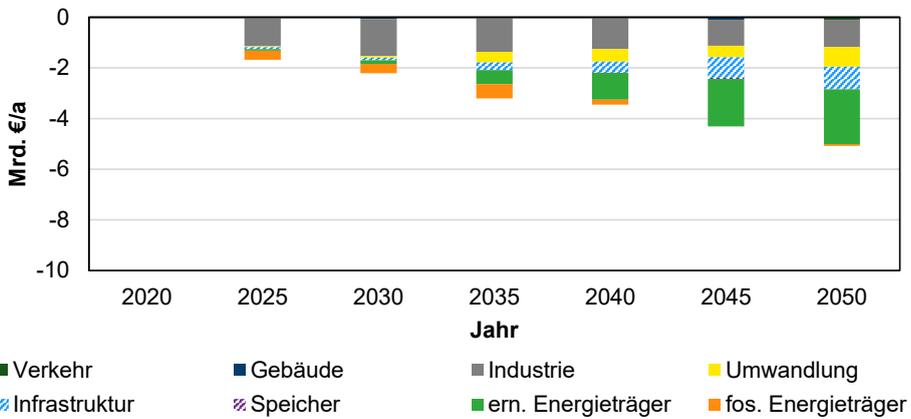


Abbildung 7.16 Aufteilung der jährlichen Mehrkosten des Szenario Rec+ im Vergleich zum REF95 bis zum Jahr 2050 in Mrd. €/a

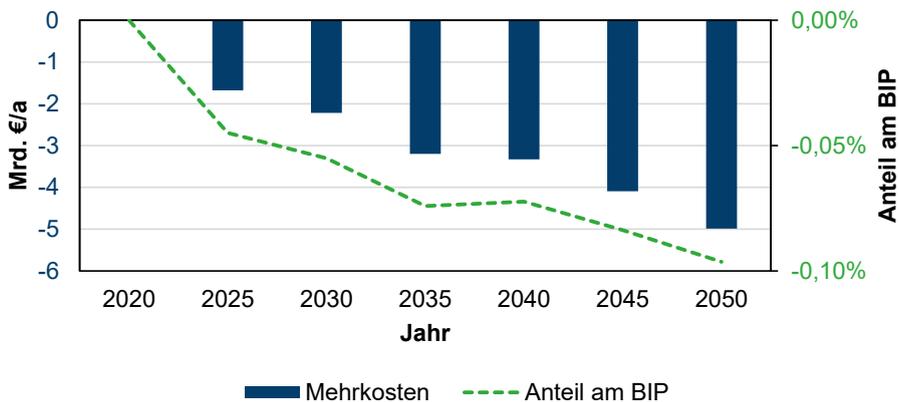


Abbildung 7.17 Entwicklung der jährlichen Mehrkosten des Szenario w/oRec bis zum Jahr 2050 in Mrd. €/a und Anteil am Bruttoinlandsprodukt (BIP)

Tabelle 7.1 Ausgewählte Systemkosten des Szenario Rec+ und Änderung gegenüber REF95

	<i>w/oRec</i>	Änderung ggü. REF95
Kumulierte Mehrkosten über 30 Jahre	<i>606 Mrd. €</i>	<i>-61 Mrd. €</i>
Kumulierte CO₂-Einsparung über 30 Jahre	<i>5699 Mt CO₂</i>	<i>-</i>
Mittlere spez. CO₂-Vermeidungskosten von 2020-2050	<i>106 €/t CO₂</i>	<i>-11 €/t CO₂</i>
Mittlere spez. CO₂-Vermeidungskosten im Jahr 2050	<i>239 €/t CO₂</i>	<i>-14 €/t CO₂</i>
Grenzvermeidungskosten im Jahr 2050	<i>633 €/t CO₂</i>	<i>-5 €/t CO₂</i>

7.2 Veränderte Industriegüternachfrage für die Sensitivität 5.3.4

Tabelle 7.2 Entwicklung der Industriegüternachfrage in Mt bei einer Reduktion um 10% im Jahr 2050 verglichen mit dem Referenzszenario REF95

<i>in Mt</i>	2020	2030	2040	2050
Stahl	40,0	38,4	36,8	35,1
Zement	34,2	33,9	33,6	33,2
Aluminium	1,3	1,3	1,3	1,2
Kupfer	0,7	0,7	0,7	0,6
Zink	0,3	0,3	0,3	0,2
Harnstoff	0,5	0,6	0,7	0,7
Ammoniak	2,3	2,5	2,8	3
Methanol	1,1	1,3	1,4	1,5
Chlor	3,9	4,3	4,7	5,1
Kunststoffe	14,4	15,4	16,4	17,4
Glas	7,2	7,4	7,5	7,6
Papier	22,7	22,8	22,9	23
Kupfer	0,7	0,7	0,7	0,6
Zink	0,3	0,3	0,3	0,2

Tabelle 7.3 Entwicklung der Industriegüternachfrage in Mt bei einer Reduktion um 20% im Jahr 2050 verglichen mit dem Referenzszenario REF95

<i>in Mt</i>	2020	2030	2040	2050
Stahl	40,0	37,1	34,2	31,2
Zement	34,2	32,6	31,1	29,5
Aluminium	1,3	1,2	1,1	1
Kupfer	0,7	0,7	0,7	0,6
Zink	0,3	0,3	0,3	0,2
Harnstoff	0,5	0,5	0,6	0,6
Ammoniak	2,3	2,4	2,6	2,7
Methanol	1,1	1,2	1,3	1,3
Chlor	3,9	4,1	4,4	4,6
Kunststoffe	14,4	14,7	15,1	15,5
Glas	7,2	7,1	6,9	6,7
Papier	22,7	21,9	21,2	20,4
Kupfer	0,7	0,7	0,7	0,6
Zink	0,3	0,3	0,3	0,2

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1 Struktur der vorliegenden Arbeit (Kapitelnummer in Klammern)	3
Abbildung 2.1 Entwicklung des nichtenergetischen Verbrauchs seit 1990 in TWh (links) und Aufteilung nach Energieträger in 2018 (rechts), nach [22] und [23]	7
Abbildung 2.2 Primärenergieverbrauch 2019 aufgeteilt auf Energieträger in TWh (Daten aus [22])	9
Abbildung 2.3 Endenergieverbrauch in 2019 aufgeteilt auf Sektoren in TWh (Daten aus [22])	10
Abbildung 2.4 Entwicklung des Endenergieverbrauchs (EEV) und der Energieintensität in Abhängigkeit des Bruttoproduktionswertes (BPW) (Daten aus [25, 26])	10
Abbildung 2.5 Industrieller Endenergieverbrauch in 2019 aufgeteilt auf Branchen (links) und Energieträger (rechts) in TWh (Daten aus [27])	11
Abbildung 2.6 Aufteilung des industriellen Strombedarfs (links) und Brennstoffbedarfs (rechts) in 2019 nach Branchen in TWh (Daten aus [27])	12
Abbildung 2.7 Aufteilung des industriellen Strombedarfs (links) und Brennstoffbedarfs (rechts) in 2019 nach Anwendungsbereich in TWh (Daten aus [27])	12
Abbildung 2.8 Aufteilung der Treibhausgasemissionen nach Emissionsart (links) und Emissionsursache (rechts) in 2019 in Mt CO ₂ -äq. (Daten aus [28])	13
Abbildung 2.9 Aufteilung der CO ₂ -Emissionen in Mt CO ₂ (links) und anderen Treibhausgasemissionen in Mt CO ₂ -äq (rechts) in 2019 nach Emissionsursache (Daten aus [28])	14
Abbildung 2.10 Aufteilung der industriellen Treibhausgase in Mt CO ₂ -äq (links) und CO ₂ -Emissionen in Mt CO ₂ (rechts) in 2018 nach Emissionsursache (Daten aus [29])	15
Abbildung 2.11 Industrieller Energieträgereinsatz in TWh und CO ₂ -Emissionen in Mt aufgeteilt nach Branche in 2019 (Daten aus [27])	15
Abbildung 2.12 Energieträgereinsatz in TWh nach Anwendungsbereich und CO ₂ -Emissionen der Roheisen- und Stahlindustrie in 2019 (Daten aus [27] und [29])	16
Abbildung 2.13 Energieträgereinsatz in TWh nach Anwendungsbereich und CO ₂ -Emissionen der Nichteisenmetallindustrie in 2019 (Daten aus [27] und [29])	19
Abbildung 2.14 Energieträgereinsatz in TWh nach Anwendungsbereich und CO ₂ -Emissionen bei der Verarbeitung von Steinen und Erden in 2019 (Daten aus [27] und [29])	22
Abbildung 2.15 Energieträgereinsatz in TWh nach Anwendungsbereich und CO ₂ -Emissionen in der Glasindustrie in 2019 (Daten aus [27] und [29])	24

Abbildung 2.16 Energieträgereinsatz in TWh nach Anwendungsbereich und CO ₂ -Emissionen in der Papierindustrie in 2019 (Daten aus [27] und [29])	26
Abbildung 2.17 Energieträgereinsatz in TWh nach Anwendungsbereich und CO ₂ -Emissionen in der Grundstoffchemie und den Raffinerien in 2019 (Daten aus [27] und [29])	28
Abbildung 3.1 Aufteilung der Modelle nach ihrem räumlichen Untersuchungsgegenstand (Daten aus [101])	36
Abbildung 3.2 Aufteilung der Modelle nach ihrem zeitlichen Untersuchungsgegenstand (Daten aus [101])	36
Abbildung 3.3 Visualisierung eines generischen Stoffstrommodells, basierend auf Laner und Rechberger [149] (Daten aus [101])	37
Abbildung 3.4 Aufteilung der Modelle nach Untersuchungsphase im Lebenszyklus der Stoffe / Produkte (Daten aus [101])	38
Abbildung 3.5 Aufteilung der Modelle nach Fokus der Untersuchung (Daten aus [101])	38
Abbildung 3.6 Generische Energiesystemmodellstruktur basierend auf Wiese et al. [173] (Daten aus [101])	41
Abbildung 3.7 Systemgrenzen von Energiesystem- und Stoffstrommodellen. Eigene Darstellung basierend auf Velenturf et al. [183] (Daten aus [101])	45
Abbildung 3.8 Klassifikation von Stoffstrommodellen und Energiesystemmodellen nach zeitlicher Auflösung und Horizont (Daten aus [101])	47
Abbildung 3.9 Industrieller Endenergieverbrauch ausgewählter Szenarien im Jahr 2050	59
Abbildung 4.1 Aggregierte Abbildung der Industrie im Grundmodell angelehnt an Lopion [218]	67
Abbildung 4.2 Modellierung der konventionellen Hochofenroute.	68
Abbildung 4.3 Modellierung des Elektrolichtbogenofens.	69
Abbildung 4.4 Modellierung der Wasserstoffdirektreduktion.	69
Abbildung 4.5 Modellierung der Aluminiumherstellung.	70
Abbildung 4.6 Modellierung der Kupfer- und Zinkherstellung.	71
Abbildung 4.7 Modellierung der Zementklinkerproduktion.	72
Abbildung 4.8 Modellierung der Glasherstellung am Beispiel der elektrischen Schmelzwanne zur Hohlglasherstellung.	73
Abbildung 4.9 Modellierung der Papierherstellung.	74
Abbildung 4.10 Modellierung der Chlor-Alkali-Elektrolyse.	75
Abbildung 4.11 Modellierung der Methanolsynthese.	75
Abbildung 4.12 Modellierung der Ammoniaksynthese.	76
Abbildung 4.13 Modellierung der Herstellung von hoch-veredelten Chemikalien.	77
Abbildung 4.14 Schematische Darstellung des anthropogenen Bestands im Kontext des Energiesystems.	80

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 4.15 Verfügbare Stahlschrottmenge in Mt/a bis zum Jahr 2050, angelehnt an Pauliuk et al. [230]	82
Abbildung 4.16 Verfügbare Aluminiumschrottmenge in kt/a bis zum Jahr 2050, angelehnt an Manfredi et al. [232]	83
Abbildung 4.17 Verfügbare Kunststoffabfallmengen in Mt bis zum Jahr 2050, angelehnt an Conversio [242], Geres et al. [24] und Gerbert et al. [13]	84
Abbildung 4.18 Altglasaufkommen in kt bis zum Jahr 2050 nach eigenen Berechnungen in Anlehnung an Statistisches Bundesamt [243]	85
Abbildung 4.19 Schematische Darstellung der Rohstoffpfade im Energiesystemmodell	86
Abbildung 5.1 Entwicklung der exogen gesetzten Emissionsziele bis 2050 in Mt	90
Abbildung 5.2 Entwicklung der exogen gesetzten Brennstoffkosten bis 2050 (angelehnt an [13, 247–252])	90
Abbildung 5.3 Entwicklung der exogen gesetzten Verkehrsleistung bis 2050 (angelehnt an [13, 253])	91
Abbildung 5.4 Entwicklung der exogen gesetzten Nachfrage von Raumwärme und Warmwasser in Wohn- und Nichtwohngebäuden bis 2050 (angelehnt an [13])	92
Abbildung 5.5 Darstellung der entwickelten Szenarien dieser Arbeit	93
Abbildung 5.6 Entwicklung der sektoralen CO ₂ -Emissionen bis 2050	96
Abbildung 5.7 Entwicklung des Primärenergiebedarfs bis 2050	97
Abbildung 5.8 Entwicklung des Endenergiebedarfs bis 2050	97
Abbildung 5.9 Entwicklung der installierten Kapazitäten zur Stromerzeugung bis zum Jahr 2050	99
Abbildung 5.10 Entwicklung der Stromerzeugung bis zum Jahr 2050	100
Abbildung 5.11 Entwicklung des Stromverbrauchs nach Sektoren bis zum Jahr 2050	100
Abbildung 5.12 Entwicklung der installierten Wasserstoffherstellungskapazität (links) und der erzeugten Wasserstoffmenge (rechts)	101
Abbildung 5.13 Entwicklung des sektoralen Wasserstoffbedarfs (links) und des Wasserstoffbedarfs für die Rückverstromung (rechts)	102
Abbildung 5.14 Entwicklung des Energieträgereinsatzes für die Raumwärme und Warmwasserbereitung (links) und der energetischen Sanierungsrate (rechts)	103
Abbildung 5.15 Entwicklung des Diesel- (links) und Ottokraftstoffverbrauchs (rechts) differenziert nach Transportmitteln bis zum Jahr 2050	104
Abbildung 5.16 Entwicklung des Wasserstoff- (links) und Stromverbrauchs (rechts) differenziert nach Transportmitteln bis zum Jahr 2050	105
Abbildung 5.17 Entwicklung des Endenergiebedarfs des Industriesektors bis 2050	106
Abbildung 5.18 Entwicklung des Energieträgereinsatzes für die Prozesswärmebereitstellung (links) und der jeweilige Anteil im Jahr 2050 (rechts)	107

Abbildung 5.19	Entwicklung des Energiebedarfs der Stahlproduktion (links) und der Stahlproduktion nach Verfahren (rechts) bis zum Jahr 2050	108
Abbildung 5.20	Entwicklung des Energiebedarfs in der Zementherstellung bis 2050	108
Abbildung 5.21	Entwicklung des Energiebedarfs der Aluminiumproduktion (links) und der Aluminiumproduktion nach Verfahren (rechts) bis zum Jahr 2050	109
Abbildung 5.22	Entwicklung des Energiebedarfs der Glasproduktion (links) und der Glasproduktion nach Verfahren (rechts) bis zum Jahr 2050	110
Abbildung 5.23	Entwicklung des Energiebedarfs in der Papierindustrie bis zum Jahr 2050	110
Abbildung 5.24	Entwicklung des Energiebedarfs der Ammoniakproduktion (links) und der Ammoniakproduktion nach Verfahren (rechts) bis zum Jahr 2050	111
Abbildung 5.25	Entwicklung des Energiebedarfs in der Methanolherstellung bis zum Jahr 2050	112
Abbildung 5.26	Entwicklung der Methanolproduktion (links) und des Methanoleinsatzes für die Methanol-to-Olefins Route (rechts) bis zum Jahr 2050	112
Abbildung 5.27	Entwicklung der Primärkunststoffproduktion bis zum Jahr 2050	113
Abbildung 5.28	Entwicklung der Naphthaproduktion (links) und des Energiebedarfs für den Steam Cracker (rechts) bis zum Jahr 2050	114
Abbildung 5.29	Entwicklung der Verwertung von Kunststoffabfall bis zum Jahr 2050	114
Abbildung 5.30	Wasserstoffbedarf des Industriesektors sektoral aufgeteilt im Jahr 2050	115
Abbildung 5.31	Entwicklung der jährlichen Mehrkosten und der eingesparten CO ₂ -Emissionen im Vergleich zum BaU-Szenario bis zum Jahr 2050	116
Abbildung 5.32	Entwicklung der jährlichen Mehrkosten und des korrespondierenden Anteils am BIP	117
Abbildung 5.33	Entwicklung des Schattenkostenindex bis 2050 für ausgewählte Industriegüter (2020=1)	118
Abbildung 5.34	Vergleich des Primärenergieverbrauchs im Jahr 2020 des Modells mit statistischen Werten der AGEB [22] im Jahr 2019	119
Abbildung 5.35	Vergleich des industriellen Endenergiebedarfs im Jahr 2020 des Modells mit statistischen Werten der AGEB [22] im Jahr 2019	119
Abbildung 5.36	Stromerzeugung und Erzeugungskapazität für ausgewählte 95%-Szenarien im Jahr 2050	121
Abbildung 5.37	Vergleich des Endenergieverbrauchs des Industriesektors für ausgewählte 95%-Szenarien im Jahr 2050 (Abkürzung der Szenarien aus Abbildung 5.36)	122
Abbildung 5.38	Entwicklung des Primärenergiebedarfs des Szenario <i>w/oRec</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	126

Abbildung 5.39 Entwicklung des Endenergiebedarfs des Szenario <i>w/oRec</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	127
Abbildung 5.40 Entwicklung der installierten Leistung des Szenario <i>w/oRec</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	127
Abbildung 5.41 Entwicklung der Stromerzeugung des Szenario <i>w/oRec</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	128
Abbildung 5.42 Entwicklung des Strombedarfs des Szenario <i>w/oRec</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	129
Abbildung 5.43 Entwicklung der Wasserstoffherzeugung des Szenario <i>w/oRec</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	129
Abbildung 5.44 Entwicklung des Wasserstoffbedarfs des Szenario <i>w/oRec</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	130
Abbildung 5.45 Entwicklung der Stahlproduktion des Szenario <i>w/oRec</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	131
Abbildung 5.46 Entwicklung des Energiebedarfs in der Stahlindustrie des Szenario <i>w/oRec</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	131
Abbildung 5.47 Entwicklung der Aluminiumproduktion des Szenario <i>w/oRec</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	132
Abbildung 5.48 Entwicklung des Energiebedarfs in der Aluminiumproduktion des Szenario <i>w/oRec</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	132
Abbildung 5.49 Entwicklung des Energiebedarfs in der Papierherstellung des Szenario <i>w/oRec</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	133
Abbildung 5.50 Entwicklung des Energiebedarfs in der Methanolproduktion des Szenario <i>w/oRec</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	134
Abbildung 5.51 Entwicklung der Methanol-to-Olefins Route des Szenario <i>w/oRec</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	134
Abbildung 5.52 Entwicklung der Verwertung von Plastikmüll des Szenario <i>w/oRec</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	135
Abbildung 5.53 Entwicklung der Primärplastikproduktion des Szenario <i>w/oRec</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	135
Abbildung 5.54 Entwicklung des industriellen Wasserstoffbedarfs des Szenario <i>w/oRec</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	136

Abbildung 5.55 Aufteilung der jährlichen Mehrkosten des Szenario <i>w/oRec</i> im Vergleich zum <i>REF95</i> bis zum Jahr 2050	136
Abbildung 5.56 Entwicklung der jährlichen Mehrkosten des Szenario <i>w/oRec</i> bis zum Jahr 2050 und Anteil am Bruttoinlandsprodukt (BIP)	137
Abbildung 5.57 Entwicklung des Primärenergiebedarfs des Szenario <i>RecX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	139
Abbildung 5.58 Entwicklung des Endenergiebedarfs des Szenario <i>RecX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	140
Abbildung 5.59 Entwicklung der installierten Leistung des Szenario <i>RecX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	140
Abbildung 5.60 Entwicklung der Stromerzeugung des Szenario <i>RecX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	141
Abbildung 5.61 Entwicklung des Strombedarfs des Szenario <i>RecX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	142
Abbildung 5.62 Entwicklung der Wasserstoffherzeugung des Szenario <i>RecX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	142
Abbildung 5.63 Entwicklung des Wasserstoffbedarfs des Szenario <i>RecX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	143
Abbildung 5.64 Entwicklung der Stahlproduktion des Szenario <i>RecX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	144
Abbildung 5.65 Entwicklung des Energiebedarfs in der Stahlindustrie des Szenario <i>RecX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	144
Abbildung 5.66 Entwicklung der Aluminiumproduktion des Szenario <i>RecX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	145
Abbildung 5.67 Entwicklung des Energiebedarfs in der Aluminiumproduktion des Szenario <i>RecX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	145
Abbildung 5.68 Entwicklung des Energiebedarfs in der Papierherstellung des Szenario <i>RecX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	146
Abbildung 5.69 Entwicklung des Energiebedarfs in der Methanolproduktion des Szenario <i>RecX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	146
Abbildung 5.70 Entwicklung der Methanol-to-Olefins Route des Szenario <i>RecX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	147

Abbildung 5.71 Entwicklung der Primärplastikproduktion des Szenario <i>RecX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	147
Abbildung 5.72 Entwicklung der Verwertung von Plastikmüll des Szenario <i>RecX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	148
Abbildung 5.73 Entwicklung des industriellen Wasserstoffbedarfs des Szenario <i>RecX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	149
Abbildung 5.74 Aufteilung der jährlichen Mehrkosten des Szenario <i>RecX</i> bis zum Jahr 2050	150
Abbildung 5.75 Entwicklung der jährlichen Mehrkosten des Szenario <i>RecX</i> bis zum Jahr 2050 und Anteil am Bruttoinlandsprodukt (BIP)	150
Abbildung 5.76 Entwicklung der Stahlerzeugung im Jahr 2050 des Szenario <i>RecX</i> in Abhängigkeit von den Rohstoffkosten für Stahlschrott	152
Abbildung 5.77 Entwicklung des Energiebedarfs der Stahlerzeugung im Jahr 2050 des Szenario <i>RecX</i> in Abhängigkeit von den Rohstoffkosten für Stahlschrott	152
Abbildung 5.78 Entwicklung der Altkunststoff-Verwertung im Jahr 2050 des Szenarios <i>RecX</i> in Abhängigkeit von den Kosten für chemisches Recycling	153
Abbildung 5.79 Entwicklung der Papierherstellung im Jahr 2050 des Szenarios <i>RecX</i> in Abhängigkeit von den Rohstoffkosten für Altpapier	154
Abbildung 5.80 Änderung des Primärenergieverbrauchs in den Industrie- und Recycling-Szenarien im Vergleich zum <i>REF95</i> im Jahr 2050	155
Abbildung 5.81 Änderung der installierten Leistung in den Industrie- und Recycling-Szenarien im Vergleich zum <i>REF95</i> im Jahr 2050	156
Abbildung 5.82 Änderung des Strombedarfs in den Industrie- und Recycling-Szenarien im Vergleich zum <i>REF95</i> im Jahr 2050	156
Abbildung 5.83 Änderung des Wasserstoffbedarfs in den Industrie- und Recycling-Szenarien im Vergleich zum <i>REF95</i> im Jahr 2050	157
Abbildung 5.84 Änderung des industriellen Wasserstoffbedarfs in den Industrie- und Recycling-Szenarien im Vergleich zum <i>REF95</i> im Jahr 2050	157
Abbildung 5.85 Änderung des industriellen Endenergiebedarfs in den Industrie- und Recycling-Szenarien im Vergleich zum <i>REF95</i> im Jahr 2050	158
Abbildung 5.86 Entwicklung des Primärenergiebedarfs des Szenario <i>GreenChem</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	161
Abbildung 5.87 Entwicklung des Endenergiebedarfs des Szenario <i>GreenChem</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	162
Abbildung 5.88 Entwicklung der installierten Leistung des Szenario <i>GreenChem</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	163

Abbildung 5.89 Entwicklung der Stromerzeugung des Szenario <i>GreenChem</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	163
Abbildung 5.90 Entwicklung des Strombedarfs des Szenario <i>GreenChem</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	164
Abbildung 5.91 Entwicklung der Wasserstoffherzeugung des Szenario <i>GreenChem</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	165
Abbildung 5.92 Entwicklung des Wasserstoffbedarfs des Szenario <i>GreenChem</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	165
Abbildung 5.93 Entwicklung der Stahlproduktion des Szenario <i>GreenChem</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	166
Abbildung 5.94 Entwicklung des Energiebedarfs in der Stahlindustrie des Szenario <i>GreenChem</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	167
Abbildung 5.95 Entwicklung des Energiebedarfs in der Methanolproduktion des Szenario <i>GreenChem</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	167
Abbildung 5.96 Entwicklung der Methanol-to-Olefins Route des Szenario <i>GreenChem</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	168
Abbildung 5.97 Entwicklung der Primärplastikproduktion des Szenario <i>GreenChem</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	168
Abbildung 5.98 Entwicklung des Energiebedarfs in der Naphthaherstellung des Szenario <i>GreenChem</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	169
Abbildung 5.99 Entwicklung des industriellen Wasserstoffbedarfs des Szenario <i>GreenChem</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	169
Abbildung 5.100 Aufteilung der jährlichen Mehrkosten des Szenario <i>GreenChem</i> im Vergleich zum <i>REF95</i> bis zum Jahr 2050	170
Abbildung 5.101 Entwicklung der jährlichen Mehrkosten des Szenario <i>GreenChem</i> bis zum Jahr 2050 und Anteil am Bruttoinlandsprodukt (BIP)	171
Abbildung 5.102 Entwicklung des Primärenergiebedarfs des Szenario <i>GreenChemX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	172
Abbildung 5.103 Entwicklung des Endenergiebedarfs des Szenario <i>GreenChemX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	173
Abbildung 5.104 Entwicklung der installierten Leistung des Szenario <i>GreenChemX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	173

Abbildung 5.105	Entwicklung der Stromerzeugung des Szenario <i>GreenChemX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	174
Abbildung 5.106	Entwicklung des Strombedarfs des Szenario <i>GreenChemX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	175
Abbildung 5.107	Entwicklung der Wasserstofferzeugung des Szenario <i>GreenChemX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	175
Abbildung 5.108	Entwicklung des Wasserstoffbedarfs des Szenario <i>GreenChemX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	176
Abbildung 5.109	Entwicklung der Stahlproduktion des Szenario <i>GreenChemX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	177
Abbildung 5.110	Entwicklung des Energiebedarfs in der Stahlindustrie des Szenario <i>GreenChemX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	177
Abbildung 5.111	Entwicklung des Energiebedarfs in der Methanolproduktion des Szenario <i>GreenChemX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	178
Abbildung 5.112	Entwicklung der Methanol-to-Olefins Route des Szenario <i>GreenChemX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	178
Abbildung 5.113	Entwicklung der Primärplastikproduktion des Szenario <i>GreenChemX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	179
Abbildung 5.114	Entwicklung des Energiebedarfs in der Naphthaherstellung des Szenario <i>GreenChemX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	179
Abbildung 5.115	Entwicklung des industriellen Wasserstoffbedarfs des Szenario <i>GreenChemX</i> bis zum Jahr 2050 (links) und die Veränderung gegenüber Szenario <i>REF95</i> (rechts)	180
Abbildung 5.116	Aufteilung der jährlichen Mehrkosten des Szenario <i>GreenChemX</i> im Vergleich zum Szenario <i>REF95</i> bis zum Jahr 2050	180
Abbildung 5.117	Entwicklung der jährlichen Mehrkosten des Szenario <i>GreenChemX</i> im Vergleich zum Szenario <i>REF95</i> bis zum Jahr 2050 und Anteil am Bruttoinlandsprodukt (BIP)	181
Abbildung 5.118	Änderung des Primärenergieverbrauchs über alle Szenarien im Vergleich zum <i>REF95</i> im Jahr 2050	184
Abbildung 5.119	Änderung der installierten Stromerzeugungsleistung über alle Szenarien im Vergleich zum <i>REF95</i> im Jahr 2050	185
Abbildung 5.120	Änderung der Stromerzeugung über alle Szenarien im Vergleich zum <i>REF95</i> im Jahr 2050	186
Abbildung 5.121	Änderung des Strombedarfs über alle Szenarien im Vergleich zum <i>REF95</i> im Jahr 2050	186

Abbildung 5.122	Änderung des Wasserstoffbedarfs über alle Szenarien im Vergleich zum <i>REF95</i> im Jahr 2050	187
Abbildung 5.123	Kumulierte Mehrkosten der Transformation über alle Szenarien im Vergleich zum Business-as-Usual Szenario (prozentuale Abweichung ggü. <i>REF95</i>)	188
Abbildung 5.124	Änderung des industriellen Endenergiebedarfs über alle Szenarien im Vergleich zum <i>REF95</i> im Jahr 2050	189
Abbildung 5.125	Änderung des industriellen Wasserstoffbedarfs über alle Szenarien im Vergleich zum <i>REF95</i> im Jahr 2050	189
Abbildung 5.126	Änderung des Energiebedarfs in der Stahlerzeugung über alle Szenarien im Vergleich zum <i>REF95</i> im Jahr 2050	190
Abbildung 5.127	Änderung der Herstellung von hoch-veredelten Chemikalien über alle Szenarien im Vergleich zum <i>REF95</i> im Jahr 2050	191
Abbildung 7.1	Primärenergieverbrauch des Szenario <i>Rec+</i>	199
Abbildung 7.2	Endenergieverbrauch des Szenario <i>Rec+</i>	199
Abbildung 7.3	Installierte Stromerzeugungskapazität des Szenario <i>Rec+</i>	200
Abbildung 7.4	Stromerzeugung des Szenario <i>Rec+</i>	200
Abbildung 7.5	Strombedarf des Szenario <i>Rec+</i>	200
Abbildung 7.6	Wasserstofferzeugung des Szenario <i>Rec+</i>	201
Abbildung 7.7	Wasserstoffbedarf des Szenario <i>Rec+</i>	201
Abbildung 7.8	Energiebedarf der Stahlerzeugung des Szenario <i>Rec+</i>	201
Abbildung 7.9	Entwicklung der Aluminiumerzeugung des Szenario <i>Rec+</i>	202
Abbildung 7.10	Energiebedarf der Papierherstellung des Szenario <i>Rec+</i>	202
Abbildung 7.11	Energiebedarf der Papierherstellung des Szenario <i>Rec+</i>	202
Abbildung 7.12	Entwicklung der Methanol-to-olefins Route des Szenario <i>Rec+</i>	203
Abbildung 7.13	Entwicklung der Verwertung von Altplastik des Szenario <i>Rec+</i>	203
Abbildung 7.14	Entwicklung der Plastikherstellung des Szenario <i>Rec+</i>	203
Abbildung 7.15	Entwicklung des industriellen Wasserstoffbedarfs des Szenario <i>Rec+</i>	204
Abbildung 7.16	Aufteilung der jährlichen Mehrkosten des Szenario <i>Rec+</i> im Vergleich zum <i>REF95</i> bis zum Jahr 2050 in Mrd. €/a	204
Abbildung 7.17	Entwicklung der jährlichen Mehrkosten des Szenario <i>w/oRec</i> bis zum Jahr 2050 in Mrd. €/a und Anteil am Bruttoinlandsprodukt (BIP)	204

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1 Investitionskosten und spezifischer Energiebedarf ausgewählter Stahlherstellungsverfahren	18
Tabelle 2.2 Investitionskosten und spezifischer Energiebedarf ausgewählter Prozesse der NE-Metallindustrie	21
Tabelle 2.3 Investitionskosten und spezifischer Energiebedarf der Zementherstellung	23
Tabelle 2.4 Investitionskosten und spezifischer Energiebedarf ausgewählter Verfahren der Glasherstellung	25
Tabelle 2.5 Investitionskosten und spezifischer Energiebedarf ausgewählter Verfahren der Papierherstellung	27
Tabelle 2.6 Investitionskosten und spezifischer Energiebedarf ausgewählter Produktionsprozesse der chemischen Industrie	29
Tabelle 2.7 Investitionskosten und spezifischer Energiebedarf ausgewählter Verfahren zur Herstellung hoch-veredelter Chemikalien (HVC) und synthetischer Raffinerieerzeugnisse	30
Tabelle 3.1 Stoffe und Produkte, die in den ausgewählten Stoffstrommodellen untersucht werden (Daten aus [101])	35
Tabelle 3.2 Ausgewählte Modelleigenschaften der untersuchten Energiesystemmodelle (Daten aus [101])	39
Tabelle 3.3 Untersuchte Szenarien im Hinblick auf den Detaillierungsgrad bei der Abbildung von Recycling, von nicht-energetischem Verbrauch (NEV) und des Industriesektors	57
Tabelle 4.1 Weiterentwicklung der Modellstruktur für die vorliegende Arbeit im Vergleich zum Grundmodell	66
Tabelle 4.2 Prozesswärme- und Strombedarf im Jahr 2019 für aggregiert abgebildete Industrieprozesse in TWh (angelehnt an [27, 218, 228, 229])	78
Tabelle 4.3 Entwicklung der Bruttowertschöpfung aggregiert abgebildeter Industrieprozesse in Mrd. Euro (angelehnt an [13])	79
Tabelle 4.4 Annahmen zu Stahlströmen in Deutschland nach Pauliuk et al. [230]	81
Tabelle 4.5 Annahmen zu Aluminiumströmen in Europa nach Manfredi et al. [232]	83
Tabelle 4.6 Kunststoffverbrauch und Abfallaufkommen ausgewählter Sektoren in kt im Jahr 2019, angelehnt an Conversio [242]	84
Tabelle 5.1 Entwicklung der Industriegüternachfrage bis 2050 (angelehnt an [13])	92
Tabelle 5.2 Vergleich ausgewählter Annahmen für die erstellten Szenarien	94
Tabelle 5.3 Ausgewählte Systemkosten im Vergleich zu einem BaU-Szenario (- 60%)	117
Tabelle 5.4 Ausgewählte Systemkosten des Szenario <i>w/oRec</i> und Änderung gegenüber <i>REF95</i>	137
Tabelle 5.5 Ausgewählte Systemkosten des Szenario <i>RecX</i> und Änderung gegenüber <i>REF95</i>	151
Tabelle 5.6 Ausgewählte Systemkosten des Szenario <i>GreenChem</i> und Änderung gegenüber <i>REF95</i>	171

Tabelle 5.7 Ausgewählte Systemkosten des Szenario <i>GreenChemX</i> und Änderung gegenüber <i>REF95</i>	181
Tabelle 7.1 Ausgewählte Systemkosten des Szenario <i>Rec+</i> und Änderung gegenüber <i>REF95</i>	205
Tabelle 7.2 Entwicklung der Industriegüternachfrage in Mt bei einer Reduktion um 10% im Jahr 2050 verglichen mit dem Referenzszenario <i>REF95</i>	206
Tabelle 7.3 Entwicklung der Industriegüternachfrage in Mt bei einer Reduktion um 20% im Jahr 2050 verglichen mit dem Referenzszenario <i>REF95</i>	206

Literaturverzeichnis

- [1] European Commission. The European Green Deal; 2019.
- [2] European Commission. A new Circular Economy Action Plan. For a cleaner and more competitive Europe; 2020.
- [3] Eurostat. Nutzungsrate wiederverwendbarer Stoffe. [February 19, 2021]; Available from: <https://data.europa.eu/euodp/de/data/dataset/74XMgXW98QTrNRDUvsEaw>.
- [4] Bundesregierung Deutschland. Klimaschutzplan 2050: Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung; 2016.
- [5] United Nations (UN). Paris Agreement; 2015.
- [6] Bundesregierung Deutschland. Klimaschutzprogramm 2030; 2019.
- [7] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU). Deutsches Ressourceneffizienzprogramm III: ProgRess III; 2020.
- [8] Hoffman KC, Wood DO. Energy System Modeling and Forecasting. *Annu. Rev. Energy.* 1976;1(1):423–53.
- [9] Rogelj J, Luderer G, Pietzcker RC, Kriegler E, Schaeffer M, Krey V et al. Energy system transformations for limiting end-of-century warming to below 1.5 °C. *Nature Climate Change* 2015;5:519 EP -.
- [10] International Energy Agency. Energy Technology Perspectives 2017: Catalysing energy technology transformations. [S.l.]: Organisation for Economic Co-operation and Development; 2017.
- [11] Material Economics. The circular economy - a powerful force for climate mitigation: Transformative innovation for prosperous and low-carbon industry; 2018.
- [12] Forschungsverbund Erneuerbare Energien. Energiekonzept 2050: Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100% erneuerbaren Energien; 2010.
- [13] Gerbert P, Herhold P, Buchardt J, Schönberger S, Rechenmacher F, Kirchner A et al. Klimapfade für Deutschland; 2018.
- [14] Buchert M, Bulach W, Stahl H. Klimaschutzpotenziale des Metallrecyclings und des anthropogenen Metalllagers: Bericht im Auftrag von Metalle pro Klima, einer Unternehmensinitiative in der WVMetalle. Darmstadt; 2016.
- [15] Bundesregierung Deutschland. Gesetz zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und Sicherung der umweltverträglichen Bewirtschaftung von Abfällen (Kreislaufwirtschaftsgesetz - KrWG): BGBl. I S. 212; 2012.
- [16] Kurth P, Oexle A, Faulstich M (eds.). Praxishandbuch der Kreislauf- und Rohstoffwirtschaft. Wiesbaden: Springer Vieweg; 2018.
- [17] Martens H, Goldmann D. Recyclingtechnik: Fachbuch für Lehre und Praxis. 2nd ed. Wiesbaden: Springer Vieweg; 2016.

- [18] Eggleston HS (ed.). 2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories. Hayama, Japan: Institute for Global Environmental Strategies; 2006.
- [19] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Energieeffizienz in Zahlen: Entwicklungen und Trends in Deutschland 2019; 2020.
- [20] Bazzanella A, Ausfelder F. Technology Study: Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry; 2017.
- [21] Daioglou V, Faaij APC, Saygin D, Patel MK, Wicke B, van Vuuren DP. Energy demand and emissions of the non-energy sector. *Energy Environ. Sci.* 2014;7(2):482–98.
- [22] AG Energiebilanzen e.V. Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland: Daten für die Jahre von 1990 bis 2019; 2020.
- [23] AG Energiebilanzen e.V. Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2018; 2020.
- [24] Geres R, Kohn A, Lenz SC, Ausfelder F, Bazzanella A, Möller A. Roadmap Chemie 2050: Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland eine Studie von DECHEMA und FutureCamp für den VCI. Frankfurt am Main: DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.; 2019.
- [25] Statistisches Bundesamt. Produzierendes Gewerbe: Kostenstruktur der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden. 2017; 2019.
- [26] Statistisches Bundesamt. Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen: Inlandsproduktberechnung - Erste Jahresergebnisse. 2020; 2021.
- [27] Rohde C. Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2018 bis 2020: für die Sektoren Industrie und GHD. Studie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB) - Entwurf; 2020.
- [28] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU). Klimaschutz in Zahlen: Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik. Ausgabe 2020; 2020.
- [29] Statistisches Bundesamt. Umweltökonomische Gesamtrechnungen: Anthropogene Luftemissionen. Berichtszeitraum 2000-2018; 2020.
- [30] Czichos H, Skrotzki B, Simon F-G. Das Ingenieurwissen: Werkstoffe. Berlin: Springer Vieweg; 2014.
- [31] Wirtschaftsvereinigung Stahl. Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland: 2020; 2020.
- [32] Peacey JG, Davenport WG, Hopkins DW. The Iron Blast Furnace: Theory and Practice. Burlington: Elsevier Science; 1979.
- [33] Ghosh A, Chatterjee A. Ironmaking and steelmaking: Theory and practice. 3rd ed. New Delhi: PHI Learning; 2010.
- [34] Remus R. Best available techniques (BAT) reference document for iron and steel production: Industrial emissions directive 2010/75/EU (integrated pollution prevention and control). Luxembourg: Publications Office of the European Union; 2013.

- [35] Jellinghaus M. *Stahlerzeugung im Lichtbogenofen*. 3rd ed. Düsseldorf: Stahleisen; 1994.
- [36] Fishedick M, Marzinkowski J, Winzer P, Weigel M. Techno-economic evaluation of innovative steel production technologies. *Journal of Cleaner Production* 2014;84:563–80.
- [37] Vogl V, Åhman M, Nilsson LJ. Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking. *Journal of Cleaner Production* 2018;203:736–45.
- [38] Robinius M, Markewitz P, Lopion P, Kullmann F, Heuser P. *Wege für die Energiewende: Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050*. Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek, Verlag; 2020.
- [39] prognos, Öko-Institut e.V., Wuppertal Institut. *Klimaneutrales Deutschland: In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65 % im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität*; 2020.
- [40] Hebling C, Ragwitz M, Fleiter T. *Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland*; 2019.
- [41] Wörtler M, Schuler F, Voigt N, Schmidt T, Dahmann P, Lungen HB et al. *Steel's contribution to a low-carbon Europe 2050: Technical and economic analysis of the sector's CO₂ abatement potential*; 2013.
- [42] Weigel M. *Ganzheitliche Bewertung zukünftig verfügbarer primärer Stahlherstellungsverfahren: Einschätzung der möglichen Rolle von Wasserstoff als Reduktionsmittel*. Dissertation; 2014.
- [43] Suopajarvi H, Umeki K, Mousa E, Hedayati A, Romar H, Kemppainen A et al. Use of biomass in integrated steelmaking – Status quo, future needs and comparison to other low-CO₂ steel production technologies. *Applied Energy* 2018;213:384–407.
- [44] Nuber D, Eichberger H, Rollinger B. Circored fine ore direct reduction - the future of modern electric steelmaking. *Stahl und Eisen* 2006;126(3).
- [45] *Wirtschaftsvereinigung Stahl. Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland: 2019*; 2019.
- [46] Otto A, Robinius M, Grube T, Schiebahn S, Praktiknjo A, Stolten D. Power-to-Steel: Reducing CO₂ through the Integration of Renewable Energy and Hydrogen into the German Steel Industry. *Energies* 2017;10(4):451.
- [47] Hübner T, Guminski A, Pichlmaier S, Höchtl M, Roon S. *European Steel with Hydrogen: FfE Discussion paper*. München; 2020.
- [48] *Wirtschaftsvereinigung Metalle (WVMetalle). Metallstatistik 2019*; 2020.
- [49] Lumley RN. *Fundamentals of aluminium metallurgy: Production, processing and applications*. Oxford, Philadelphia: Woodhead Pub; 2011.
- [50] Hecking C. *Bergbaukonzern muss Milliarden zahlen*. *Der Spiegel* 2021, 4 February 2021.
- [51] Ruys A. Refining of alumina: The Bayer process. In: Ruys A, editor. *Alumina Ceramics*: Elsevier; 2018, p. 49–70.

-
- [52] Balomenos E, Panias D, Paspaliaris I. Energy and Exergy Analysis of the Primary Aluminum Production Processes: A Review on Current and Future Sustainability. *Mineral Processing and Extractive Metallurgy Review* 2011;32(2):69–89.
- [53] Cusano G, Delgado Sancho L, Farrell F, Rodrigo Gonzalo M, Roudier S. Best available techniques (BAT) reference document for the non-ferrous metals industries: Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (integrated pollution prevention and control). Luxembourg: Publications Office of the European Union; 2017.
- [54] Gitzhofer K. BVT-Festlegung in ausgewählten industriellen Bereichen als Beitrag zur Erfüllung der Klimaschutzziele und weiterer Immissionsschutzrechtlicher Anforderungen: Schlussbericht; 2007.
- [55] Nolte A. Metals for Progress - Nachhaltige Multi-Metall-Gewinnung bei Aurubis. In: Thiel S, Thomé-Kozmiensky E, Goldmann D, editors. *Recycling und Rohstoffe. Nietwerder: TKh2018*; 2018.
- [56] Dittmeyer R, Keim W, Kreysa G, Oberholz A, Winnacker K, Küchler L. *Metalle*. 5th ed. Weinheim: Wiley-VCH; 2006.
- [57] Billerbeck E, Ruh A, Kim D. Verarbeitung von Filterstäuben aus der Elektrostahlerzeugung im Wälzprozess. In: Thiel S, Thomé-Kozmiensky E, Goldmann D, editors. *Recycling und Rohstoffe. Nietwerder: TKh2014*; 2014.
- [58] European Commission. The state of aluminum production in Europe. MEMO; 2013.
- [59] Ruys A (ed.). *Alumina Ceramics*: Elsevier; 2018.
- [60] Balomenos E, Panias D, Paspaliaris I. Carbothermic Reduction of Alumina: A Review of Developed Processes and Novel Concepts. In: *Light metals, general hydrometallurgy, precious metals*. Clausthal-Zellerfeld: GDMB; 2011.
- [61] Verein Deutscher Zementwerke. *Zementindustrie im Überblick: 2020/2021*. Berlin; 2020.
- [62] Peray KE. *The Rotary cement kiln*. 2nd ed. New York: Chemical Publishing; 1986.
- [63] Umweltbundesamt (UBA). *Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2020: Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990-2018*; 2020.
- [64] Schorcht F, Kourti I, Scalet BM, Roudier S, Delgado Sancho L. Best available techniques (BAT) reference document for the production of cement, lime and magnesium oxide: Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (integrated pollution prevention and control). Luxembourg: Publications Office; 2013.
- [65] Kermeli K, Edelenbosch OY, Crijns-Graus W, van Ruijven BJ, Mima S, van Vuuren DP et al. The scope for better industry representation in long-term energy models: Modeling the cement industry. *Applied Energy* 2019;240:964–85.
- [66] Friedrich W. *Zement: Grundlagen der Herstellung und Verwendung*. 1st ed. s.l.: Verlag Bau+Technik; 2015.
- [67] Schaeffer HA, Langfeld R. *Werkstoff Glas: Alter Werkstoff mit großer Zukunft*. 2nd ed. Berlin, München: Springer Berlin; Springer Vieweg; Ciando; 2020.

- [68] Bundesverband Glasindustrie e.V. Jahresbericht 2019; 2020.
- [69] Leisin M. Energiewende in der Industrie: Potentiale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Branchensteckbrief der Glasindustrie; 2020.
- [70] Varshneya AK. Processing, properties, and applications of glass and optical materials: Proceedings of the 9th International Conference on Advances in the Fusion and Processing of Glass (AFPG9) and Symposium 15--Structure, Properties and Photonic Applications of Glasses held during PACRIM-9, Cairns, Australia, July 10-14, 2011. Hoboken, N.J, s.l.: American Ceramic Society; 2012.
- [71] Roudier S, Scalet BM, Garcia Muñoz M, Delgado Sancho L, Sissa AQ. Best available techniques (BAT) reference document for the manufacture of glass: Industrial emissions Directive 2010/75/EU: integrated pollution prevention and control. Luxembourg: Publications Office; 2013.
- [72] Bilitewski B, Wagner J, Reichenbach J. Bewährte Verfahren zur kommunalen Abfallbewirtschaftung: Informationssammlung über Ansätze zur nachhaltigen Gestaltung der kommunalen Abfallbewirtschaftung und dafür geeignete Technologien und Ausrüstungen; 2018.
- [73] Fleischmann B. Wie passt der statistische Energieverbrauch der Glasindustrie und der reale Energieverbrauch zum Schmelzen von Glas zusammen?; 2011.
- [74] Fleischmann B. Neuer Ansatz zur Bilanzierung des Energieeinsatzes bei der Glasherstellung und der Versuch der geschlossenen Darstellung von Kennzahlen aus der Produktionstechnik und aus statistischen (Wirtschafts-) Daten; 2018.
- [75] Ireson R, Fuller A, Woods J, Simon R, Andrews G, Bingham P et al. Alternative Fuel Switching Technologies for the Glass Sector: Final Report; 2019.
- [76] Giese A, Leicher J, Nowakowski T. Gemeinsamer Abschlussbericht des Forschungsvorhabens Gasbeschaffenheitsschwankungen: Erarbeitung von Kompensationsstrategien für die Glasindustrie zur Optimierung der Energieeffizienz. GasqualitaetGlas; 2019.
- [77] Krause H, Werschy M, Franke S, Giese A, Benthin J, Dörr H. Untersuchung der Auswirkungen von Gasbeschaffenheitsänderungen auf industrielle und gewerbliche Anwendungen: Abschlussbericht; 2014.
- [78] Teschner R. Glasfasern. Berlin, Heidelberg, s.l.: Springer Berlin Heidelberg; 2013.
- [79] Verallia Deutschland AG. Unternehmen + Umwelt: Konsolidierte Umwelterklärung nach der EG-Verordnung; 2019.
- [80] Hibscher CW, Davies PRH, Davies MP, Davis DH. A Designer's Insight Into All-Electric Melting. In: Drummond CH, editor. 65th Conference on Glass Problems: A collection of papers presented at the 65th Conference on Glass Problems ; The Ohio State University, Columbus, Ohio (October 19-20, 2004). Westerville, Ohio: American Ceramic Society; 2005, p. 131–143.
- [81] Drummond CH (ed.). 65th Conference on Glass Problems: A collection of papers presented at the 65th Conference on Glass Problems ; The Ohio State University,

- Columbus, Ohio (October 19-20, 2004). Westerville, Ohio: American Ceramic Society; 2005.
- [82] Verband Deutscher Papierfabriken e.V. Papier 2020: Ein Leistungsbericht.
- [83] Verband Deutscher Papierfabriken e.V. Kennzahlen Zellstoff- und Papierfabriken in Deutschland: 2019; 2020.
- [84] Baumann W, Liedtke BH, Herberg-Liedtke B. Papierchemikalien: Daten und Fakten zum Umweltschutz. Berlin: Springer Verlag; 1994.
- [85] Suhr M, Klein G, Kourti I, Gonzalo MR, Santonja GG, Roudier S et al. Best available techniques (BAT) reference document for the production of pulp, paper and board: Industrial emissions directive 2010/75/EU (integrated pollution prevention and control). Luxembourg: Publications Office of the European Union; 2015.
- [86] Fleiter T (ed.). Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien: Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Stuttgart: Fraunhofer-Verl; 2013.
- [87] Ausfelder F (ed.). Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie: Methodik, Potenziale, Hemmnisse Bericht des AP V.6 „Flexibilitätsoptionen und Perspektiven in der Grundstoffindustrie“ im Kopernikus-Projekt „SynErgie - synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung“. 1st ed. Frankfurt am Main: DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V; 2018.
- [88] Vassiliadis M. Papiererzeugung in Deutschland: Eine Branchenanalyse; 2014.
- [89] Dispan J. Papierindustrie in Deutschland: Branchenreport 2013. Hannover, Stuttgart: Technische Informationsbibliothek u. Universitätsbibliothek; IMU-Inst; 2013.
- [90] Verband der chemischen Industrie e.V. (VCI). Energiestatistik in Daten und Fakten; 2021.
- [91] International Energy Agency, DECHEMA, Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V., International Council of Chemical Associations. Technology Roadmap: Energy and GHG Reductions in the Chemical Industry via Catalytic Processes; 2013.
- [92] Verband der chemischen Industrie e.V. (VCI). Chemiewirtschaft in Zahlen 2020; 2020.
- [93] Appl M. Ammonia, 1. Introduction. In: Ullmann's encyclopedia of industrial chemistry. Chichester: Wiley; 2010.
- [94] Rafiqul I, Weber C, Lehmann B, Voss A. Energy efficiency improvements in ammonia production—perspectives and uncertainties. *Energy* 2005;30(13):2487–504.
- [95] Falcke H, Holbrook S, Clenahan I, Carretero A, Sanalan T, Brinkmann T et al. Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Production of Large Volume Organic Chemicals: Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (integrated pollution prevention and control). Luxembourg: Publications Office of the European Union; 2017.

- [96] Ren T, Patel M, Blok K. Steam cracking and methane to olefins: Energy use, CO₂ emissions and production costs. *Energy* 2008.
- [97] König DH, Freiberg M, Dietrich R-U, Wörner A. Techno-economic study of the storage of fluctuating renewable energy in liquid hydrocarbons. *Fuel* 2015;159:289–97.
- [98] Seddon D. *Chemical Economics - Cracking Operations*; 2015.
- [99] König DH, Baucks N, Dietrich R-U, Wörner A. Simulation and evaluation of a process concept for the generation of synthetic fuel from CO₂ and H₂. *Energy* 2015;91:833–41.
- [100] Schemme S, Breuer JL, Köller M, Meschede S, Walman F, Samsun RC et al. H₂-based synthetic fuels: A techno-economic comparison of alcohol, ether and hydrocarbon production. *International Journal of Hydrogen Energy* 2020;45(8):5395–414.
- [101] Kullmann F, Markewitz P, Stolten D, Robinius M. Combining the worlds of energy systems and material flow analysis: a review. *Energ Sustain Soc* 2021;11(1).
- [102] Brunner PH, Rechberger H. *Practical handbook of material flow analysis*. Boca Raton, Fla.: Lewis; 2004.
- [103] Müller E, Hilty LM, Widmer R, Schluep M, Faulstich M. Modeling metal stocks and flows: a review of dynamic material flow analysis methods. *Environmental science & technology* 2014;48(4):2102–13.
- [104] Müller DB. Stock dynamics for forecasting material flows—Case study for housing in The Netherlands. *Ecological Economics* 2006;59(1):142–56.
- [105] Giljum S, Bruckner M, Martinez A. Material Footprint Assessment in a Global Input-Output Framework. *Journal of Industrial Ecology* 2015;19(5):792–804.
- [106] Khonpikul S, Jakrawatana N, Sangkaew P, Gheewala SH. Resource use and improvement strategy analysis of the livestock and feed production supply chain in Thailand. *Int J Life Cycle Assess* 2017;22(11):1692–704.
- [107] Buchner H, Laner D, Rechberger H, Fellner J. Potential recycling constraints due to future supply and demand of wrought and cast Al scrap—A closed system perspective on Austria. *Resources, Conservation and Recycling* 2017;122:135–42.
- [108] Wang M, Chen W, Zhou Y, Li X. Assessment of potential copper scrap in China and policy recommendation. *Resources Policy* 2017;52:235–44.
- [109] Daigo I, Kiyohara S, Okada T, Okamoto D, Goto Y. Element-based optimization of waste ceramic materials and glasses recycling. *Resources, Conservation and Recycling* 2018;133:375–84.
- [110] Gauffin A, Pistorius P. The Scrap Collection per Industry Sector and the Circulation Times of Steel in the U.S. between 1900 and 2016, Calculated Based on the Volume Correlation Model. *Metals* 2018;8(5):338.
- [111] Wang P, Kara S, Hauschild MZ. Role of manufacturing towards achieving circular economy: The steel case. *CIRP Annals* 2018;67(1):21–4.
- [112] Golev A, Corder G. Modelling metal flows in the Australian economy. *Journal of Cleaner Production* 2016;112:4296–303.

- [113] Zhang L, Cai Z, Yang J, Yuan Z, Chen Y. The future of copper in China—A perspective based on analysis of copper flows and stocks. *The Science of the total environment* 2015;536:142–9.
- [114] Habib K, Schibye PK, Vestbø AP, Dall O, Wenzel H. Material flow analysis of NdFeB magnets for Denmark: a comprehensive waste flow sampling and analysis approach. *Environmental science & technology* 2014;48(20):12229–37.
- [115] Gottschalk F, Scholz RW, Nowack B. Probabilistic material flow modeling for assessing the environmental exposure to compounds: Methodology and an application to engineered nano-TiO₂ particles. *Environmental Modelling & Software* 2010;25(3):320–32.
- [116] Bornhöft NA, Sun TY, Hilty LM, Nowack B. A dynamic probabilistic material flow modeling method. *Environmental Modelling & Software* 2016;76:69–80.
- [117] Ciacci L, Werner TT, Vassura I, Passarini F. Backlighting the European Indium Recycling Potentials. *Journal of Industrial Ecology* 2019;23(2):426–37.
- [118] Zoboli O, Laner D, Zessner M, Rechberger H. Added Values of Time Series in Material Flow Analysis: The Austrian Phosphorus Budget from 1990 to 2011. *Journal of Industrial Ecology* 2016;20(6):1334–48.
- [119] Wiedenhofer D, Steinberger JK, Eisenmenger N, Haas W. Maintenance and Expansion: Modeling Material Stocks and Flows for Residential Buildings and Transportation Networks in the EU25. *Journal of Industrial Ecology* 2015;19(4):538–51.
- [120] Heeren N, Hellweg S. Tracking Construction Material over Space and Time: Prospective and Geo-referenced Modeling of Building Stocks and Construction Material Flows. *Journal of Industrial Ecology* 2019;23(1):253–67.
- [121] Wang T, Müller DB, Hashimoto S. The Ferrous Find: Counting Iron and Steel Stocks in China's Economy. *Journal of Industrial Ecology* 2015;19(5):877–89.
- [122] Fishman T, Schandl H, Tanikawa H. The socio-economic drivers of material stock accumulation in Japan's prefectures. *Ecological Economics* 2015;113:76–84.
- [123] Allesch A, Brunner PH. Material Flow Analysis as a Tool to improve Waste Management Systems: The Case of Austria. *Environmental science & technology* 2017;51(1):540–51.
- [124] van Ewijk S, Stegemann JA, Ekins P. Global Life Cycle Paper Flows, Recycling Metrics, and Material Efficiency. *Journal of Industrial Ecology* 2018;22(4):686–93.
- [125] Tazi N, Kim J, Bouzidi Y, Chatelet E, Liu G. Waste and material flow analysis in the end-of-life wind energy system. *Resources, Conservation and Recycling* 2019;145:199–207.
- [126] Pfaff M, Glöser-Chahoud S, Chrubasik L, Walz R. Resource efficiency in the German copper cycle: Analysis of stock and flow dynamics resulting from different efficiency measures. *Resources, Conservation and Recycling* 2018;139:205–18.

- [127] Valero Navazo JM, Villalba Méndez G, Talens Peiró L. Material flow analysis and energy requirements of mobile phone material recovery processes. *Int J Life Cycle Assess* 2014;19(3):567–79.
- [128] Bobba S, Mathieux F, Blengini GA. How will second-use of batteries affect stocks and flows in the EU? A model for traction Li-ion batteries. *Resources, Conservation and Recycling* 2019;145:279–91.
- [129] Taulo JL, Sebitosi AB. Material and energy flow analysis of the Malawian tea industry. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2016;56:1337–50.
- [130] Golev A, Scott M, Erskine PD, Ali SH, Ballantyne GR. Rare earths supply chains: Current status, constraints and opportunities. *Resources Policy* 2014;41:52–9.
- [131] Fishman T, Graedel TE. Impact of the establishment of US offshore wind power on neodymium flows. *Nat Sustain* 2019;2(4):332–8.
- [132] Sun X, Hao H, Zhao F, Liu Z. The Dynamic Equilibrium Mechanism of Regional Lithium Flow for Transportation Electrification. *Environmental science & technology* 2019;53(2):743–51.
- [133] Glöser-Chahoud S, Tercero Espinoza L, Walz R, Faulstich M. Taking the Step towards a More Dynamic View on Raw Material Criticality: An Indicator Based Analysis for Germany and Japan. *Resources* 2016;5(4):45.
- [134] Thiébaud E, Hilty L, Schluep M, Böni H, Faulstich M. Where Do Our Resources Go? Indium, Neodymium, and Gold Flows Connected to the Use of Electronic Equipment in Switzerland. *Sustainability* 2018;10(8):2658.
- [135] Yokoi R, Nakatani J, Moriguchi Y. Calculation of Characterization Factors of Mineral Resources Considering Future Primary Resource Use Changes: A Comparison between Iron and Copper. *Sustainability* 2018;10(1):267.
- [136] Džubur N, Laner D. Evaluation of Modeling Approaches to Determine End-of-Life Flows Associated with Buildings: A Viennese Case Study on Wood and Contaminants. *Journal of Industrial Ecology* 2018;22(5):1156–69.
- [137] Glöser S, Soulier M, Tercero Espinoza LA. Dynamic analysis of global copper flows. Global stocks, postconsumer material flows, recycling indicators, and uncertainty evaluation. *Environ. Sci. Technol.* 2013;47(12):6564–72.
- [138] Krausmann F, Wiedenhofer D, Lauk C, Haas W, Tanikawa H, Fishman T et al. Global socioeconomic material stocks rise 23-fold over the 20th century and require half of annual resource use. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America* 2017;114(8):1880–5.
- [139] Bader H-P, Scheidegger R, Wittmer D, Lichtensteiger T. Copper flows in buildings, infrastructure and mobiles: a dynamic model and its application to Switzerland. *Clean Techn Environ Policy* 2011;13(1):87–101.
- [140] Yokoi R, Nakatani J, Moriguchi Y. An Extended Model for Tracking Accumulation Pathways of Materials Using Input–Output Tables: Application to Copper Flows in Japan. *Sustainability* 2018;10(3):876.

-
- [141] Geyer R, Jambeck JR, Law KL. Production, use, and fate of all plastics ever made. *Science advances* 2017;3(7):e1700782.
- [142] Tanikawa H, Fishman T, Okuoka K, Sugimoto K. The Weight of Society Over Time and Space: A Comprehensive Account of the Construction Material Stock of Japan, 1945-2010. *Journal of Industrial Ecology* 2015;19(5):778–91.
- [143] Cao Z, Shen L, Zhong S, Liu L, Kong H, Sun Y. A Probabilistic Dynamic Material Flow Analysis Model for Chinese Urban Housing Stock. *Journal of Industrial Ecology* 2018;22(2):377–91.
- [144] Cao Z, Shen L, Liu L, Zhao J, Zhong S, Kong H et al. Estimating the in-use cement stock in China: 1920–2013. *Resources, Conservation and Recycling* 2017;122:21–31.
- [145] Hatayama H, Daigo I, Matsuno Y, Adachi Y. Evolution of aluminum recycling initiated by the introduction of next-generation vehicles and scrap sorting technology. *Resources, Conservation and Recycling* 2012;66:8–14.
- [146] Klinglmair M, Scheutz C, Astrup TF. Phosphorus in Denmark: national and regional anthropogenic flows. Poster session. Copenhagen, Denmark; 2014.
- [147] Kawecki D, Scheeder PRW, Nowack B. Probabilistic Material Flow Analysis of Seven Commodity Plastics in Europe. *Environmental science & technology* 2018;52(17):9874–88.
- [148] Thiébaud E, Brechbühler P, Hilty LM, Schluep M, Faulstich M. Service Lifetime and Disposal Pathways of Business Devices. In: *Inventing shades of green*. Piscataway, NJ: IEEE; 2016.
- [149] Laner D, Rechberger H. Material Flow Analysis. In: Finkbeiner M, editor. *Special Types of Life Cycle Assessment*. Dordrecht: Springer Netherlands; 2016, p. 293–332.
- [150] Morfeldt J, Nijs W, Silveira S. The impact of climate targets on future steel production – an analysis based on a global energy system model. *Journal of Cleaner Production* 2015;103:469–82.
- [151] van Ruijven BJ, van Vuuren DP, Boskaljon W, Neelis ML, Saygin D, Patel MK. Long-term model-based projections of energy use and CO₂ emissions from the global steel and cement industries. *Resources, Conservation and Recycling* 2016;112:15–36.
- [152] Ayres R, Kneese A. Production, consumption, and externalities. *American Economic Review* 1969;59(3):282–97.
- [153] Fischer-Kowalski M. Society's Metabolism. *Journal of Industrial Ecology* 1998;2(1):61–78.
- [154] Fischer-Kowalski M, Hüttler W. Society's Metabolism. *Journal of Industrial Ecology* 1998;2(4):107–36.
- [155] Pincetl S. A living city: using urban metabolism analysis to view cities as life forms. In: Zeman F, editor. *Metropolitan Sustainability: Understanding and Improving the*

- Urban Environment. Cambridge, UK, Philadelphia, PA: Woodhead Pub Ltd; 2012, p. 3–25.
- [156] Kaufman SM. Quantifying sustainability: industrial ecology, material flow and life cycle analysis. In: Zeman F, editor. *Metropolitan Sustainability: Understanding and Improving the Urban Environment*. Cambridge, UK, Philadelphia, PA: Woodhead Pub Ltd; 2012, p. 40–54.
- [157] Bonnin M, Azzaro-Pantel C, Pibouleau L, Domenech S, Villeneuve J. Development and validation of a dynamic material flow analysis model for French copper cycle. *Chemical Engineering Research and Design* 2013;91(8):1390–402.
- [158] Du X, Graedel TE. Global in-use stocks of the rare Earth elements: a first estimate. *Environmental science & technology* 2011;45(9):4096–101.
- [159] Koning A de, Kleijn R, Huppes G, Sprecher B, van Engelen G, Tukker A. Metal supply constraints for a low-carbon economy? *Resources, Conservation and Recycling* 2018;129:202–8.
- [160] Schipper BW, Lin H-C, Meloni MA, Wansleeben K, Heijungs R, van der Voet E. Estimating global copper demand until 2100 with regression and stock dynamics. *Resources, Conservation and Recycling* 2018;132:28–36.
- [161] Parajuly K, Habib K, Liu G. Waste electrical and electronic equipment (WEEE) in Denmark: Flows, quantities and management. *Resources, Conservation and Recycling* 2017;123:85–92.
- [162] Choi CH, Cao J, Zhao F. System Dynamics Modeling of Indium Material Flows under Wide Deployment of Clean Energy Technologies. *Resources, Conservation and Recycling* 2016;114:59–71.
- [163] Harper EM, Kavlak G, Graedel TE. Tracking the metal of the goblins: cobalt's cycle of use. *Environmental science & technology* 2012;46(2):1079–86.
- [164] Bhattacharyya SC, Timilsina GR. A review of energy system models. *Int J of Energy Sector Man* 2010;4(4):494–518.
- [165] Lopion P, Markewitz P, Robinius M, Stolten D. A review of current challenges and trends in energy systems modeling. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2018;96:156–66.
- [166] Fleiter T, Rehfeldt M, Herbst A, Elsland R, Klingler A-L, Manz P et al. A methodology for bottom-up modelling of energy transitions in the industry sector: The FORECAST model. *Energy Strategy Reviews* 2018;22:237–54.
- [167] Bataille C, Wolinetz M, Peters J, Bennett M, Rivers R. Exploration of two Canadian greenhouse gas emissions targets: 25% below 1990 and 20% below 2006 levels by 2020; 2009.
- [168] Heaton C. *Modelling Low-Carbon Energy System Designs with the ETI ESME Model*; 2014.
- [169] Energy Information Administration (EIA). *The national energy modeling system: an overview*; 2009.

-
- [170] Føyn THY, Karlsson K, Balyk O, Grohnheit PE. A global renewable energy system: A modelling exercise in ETSAP/TIAM. *Applied Energy* 2011;88(2):526–34.
- [171] Bataille C, Jaccard M, Nyboer J, Rivers N. Towards General Equilibrium in a Technology-Rich Model with Empirically Estimated Behavioral Parameters. *EJ* 2006;SI2006(01).
- [172] Loulou R, Remme U, Lehtila A, Goldstein G. Documentation for the TIMES model, Part II; 2005.
- [173] Wiese F, Bramstoft R, Koduvere H, Pizarro Alonso A, Balyk O, Kirkerud JG et al. Balmorel open source energy system model. *Energy Strategy Reviews* 2018;20:26–34.
- [174] Ommen T, Markussen WB, Elmegaard B. Comparison of linear, mixed integer and non-linear programming methods in energy system dispatch modelling. *Energy* 2014;74:109–18.
- [175] DeCarolus J, Daly H, Dodds P, Keppo I, Li F, McDowall W et al. Formalizing best practice for energy system optimization modelling. *Applied Energy* 2017;194:184–98.
- [176] Lund H, Arler F, Østergaard P, Hvelplund F, Connolly D, Mathiesen B et al. Simulation versus Optimisation: Theoretical Positions in Energy System Modelling. *Energies* 2017;10(7):840.
- [177] Davis SJ, Lewis NS, Shaner M, Aggarwal S, Arent D, Azevedo IL et al. Net-zero emissions energy systems. *Science (New York, N.Y.)* 2018;360(6396).
- [178] Di Dong, van Oers L, Tukker A, van der Voet E. Assessing the future environmental impacts of copper production in China: Implications of the energy transition. *Journal of Cleaner Production* 2020;274:122825.
- [179] Pauliuk S, Arvesen A, Stadler K, Hertwich EG. Industrial ecology in integrated assessment models. *Nature Clim Change* 2017;7(1):13–20.
- [180] Wiese F, Baldini M. Conceptual model of the industry sector in an energy system model: A case study for Denmark. *Journal of Cleaner Production* 2018;203:427–43.
- [181] Edelenbosch OY, Kermeli K, Crijns-Graus W, Worrell E, Bibas R, Fais B et al. Comparing projections of industrial energy demand and greenhouse gas emissions in long-term energy models. *Energy* 2017;122:701–10.
- [182] van Vuuren DP, Stehfest E, Gernaat DEHJ, van den Berg M, Bijl DL, Boer HS de et al. Alternative pathways to the 1.5 °C target reduce the need for negative emission technologies. *Nature Clim Change* 2018;8(5):391–7.
- [183] Velenturf APM, Archer SA, Gomes HI, Christgen B, Lag-Brotons AJ, Purnell P. Circular economy and the matter of integrated resources. *The Science of the total environment* 2019;689:963–9.
- [184] Binder CR. From material flow analysis to material flow management Part I: social sciences modeling approaches coupled to MFA. *Journal of Cleaner Production* 2007;15(17):1596–604.

- [185] O'Brien M. Making better environmental decisions: An alternative to risk assessment. Cambridge, Mass.: MIT Press; 2000.
- [186] Krausmann F, Schandl H, Eisenmenger N, Giljum S, Jackson T. Material Flow Accounting: Measuring Global Material Use for Sustainable Development. *Annu. Rev. Environ. Resour.* 2017;42(1):647–75.
- [187] Beaussier T, Caurla S, Bellon-Maurel V, Loiseau E. Coupling economic models and environmental assessment methods to support regional policies: A critical review. *Journal of Cleaner Production* 2019;216:408–21.
- [188] Howells M, Rogner H, Strachan N, Heaps C, Huntington H, Kypreos S et al. OSeMOSYS: The Open Source Energy Modeling System. *Energy Policy* 2011;39(10):5850–70.
- [189] Welder L, Ryberg D, Kotzur L, Grube T, Robinius M, Stolten D. Spatio-temporal optimization of a future energy system for power-to-hydrogen applications in Germany. *Energy* 2018;158:1130–49.
- [190] Pfenninger S, Pickering B. Calliope: a multi-scale energy systems modelling framework. *JOSS* 2018;3(29):825.
- [191] Hilpert S, Kaldemeyer C, Krien U, Günther S, Wingenbach C, Plessmann G. The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling. *Energy Strategy Reviews* 2018;22:16–25.
- [192] Brown T, Hörsch J, Schlachtberger D. PyPSA: Python for Power System Analysis. *Journal of Open Research Software* 2018;6.
- [193] Morrison R. Energy system modeling: Public transparency, scientific reproducibility, and open development. *Energy Strategy Reviews* 2018;20:49–63.
- [194] Mitchell BR. International historical statistics 1750-2005. Basingstoke: Palgrave Macmillan; 2007.
- [195] Nitsch J, Wenzel B. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung: Untersuchung i. A. des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; 2009.
- [196] Kirchner A, Schlesinger M, Matthes F, Busche J, Ziesing H. Modell Deutschland: Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken; 2009.
- [197] Klaus T, Vollmer C, Werner K, Lehmann H, Müschen K. Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen; 2010.
- [198] Nitsch J, Pregger T, Naegler T, Gerhardt N, Sterner M, Trost T et al. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global: Schlussbericht BMU - FKZ 03MAP146; 2012.
- [199] Schlesinger M, Hofer P, Lindenberger D, Knaut A, Lutz C, Lehr U. Entwicklung der Energiemärkte – Energierferenzprognose: Projekt Nr. 57/12 Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie; 2014.

- [200] Gerhardt N, Sandau F, Zimmermann B, Pape C, Bofinger S, Hoffmann C. Geschäftsmodell Energiewende: Eine Antwort auf das „Die-Kosten-der-Energiewende“-Argument; 2014.
- [201] Repenning J, Emele L, Braungardt S, Eichhammer W, Ziesing H. Klimaschutzszenario 2050: 2. Endbericht; 2015.
- [202] Palzer A. Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor. Stuttgart: Fraunhofer Verlag; 2016.
- [203] Henning H, Palzer A. 100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland. Freiburg; 2012.
- [204] Henning H, Palzer A. Energiesystem Deutschland 2050: Sektor-und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energie-bedingter CO₂-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien; 2013.
- [205] Nitsch J. Die Energiewende nach COP 21 –Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung: Kurzstudie für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.; 2016.
- [206] Quaschnig V. Sektorkopplung durch die Energiewende: Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung; 2016.
- [207] Pfluger B, Tersteegen B, Franke B. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland: Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie; 2017.
- [208] Pfluger B, Tersteegen B, Franke B. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland: Modul 2: Modelle und Modellverbund Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie; 2017.
- [209] Günther J, Lehmann H, Lorenz U, Purr K. Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcen-schonend gestalten; 2017.
- [210] Lorenczik S, Gierkink, Rehtanz, C., Greve M. Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung: Im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen; 2018.
- [211] Bründlinger T, König J, Frank, O., Gründung D, Jugel C. dena-Leitstudie Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen; 2018.
- [212] Günther J, Lehmann H, Lorenz U, Purr K. Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcen-schonend gestalten; 2019.
- [213] Purr K, Günther J, Lehmann H, Nuss P. Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität: RESCUE- Studie; 2019.

- [214] Sterchele P, Brandes J, Heilig J, Wrede D, Kost C. Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen; 2020.
- [215] Cerniauskas S, Markewitz P, Linßen J, Kullmann F, Groß T, Lopion P et al. Wissenschaftliche Begleitstudie der Wasserstoff Roadmap Nordrhein-Westfalen. Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH, Zentralbibliothek, Verlag; 2021.
- [216] Kullmann F, Markewitz P, Kotzur L, Stolten D. The value of recycling for low-carbon energy systems – a case study of Germany’s energy transition. *Energy* 2022;256:124660
- [217] European Commission. Communication from the commission to the European parliament, the council, the European economic and social committee and the committee of the regions. A European Strategy for Plastics in a Circular Economy: COM/2018/028 final; 2018.
- [218] Lopion PM. Modellgestützte Analyse kosteneffizienter CO₂-Reduktionsstrategie. Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH, Zentralbibliothek, Verlag; 2020.
- [219] Kotzur L. Future grid load of the residential building sector: Die zukünftige elektrische Netzlast der Wohngebäude. Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH, Zentralbibliothek, Verlag; 2018.
- [220] Lopion, Markewitz, Stolten, Robinius. Cost Uncertainties in Energy System Optimization Models: A Quadratic Programming Approach for Avoiding Penny Switching Effects. *Energies* 2019;12(20):4006.
- [221] Kotzur L, Markewitz P, Robinius M, Stolten D. Impact of different time series aggregation methods on optimal energy system design. *Renewable Energy* 2018;117:474–87.
- [222] Kotzur L, Markewitz P, Robinius M, Stolten D. Time series aggregation for energy system design: Modeling seasonal storage. *Applied Energy* 2018;213:123–35.
- [223] Pfenninger S, Hawkes A, Keirstead J. Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2014;33:74–86.
- [224] Sanchis G, Betaoui B, Anderski T, Peirano E, Pestana R, Clercq B de et al. The Corridors of Power: A Pan-European “Electricity Highway” System for 2050. *IEEE Power and Energy Mag.* 2015;13(1):38–51.
- [225] Klerk A de. Fischer–Tropsch fuels refinery design. *Energy Environ. Sci.* 2011;4(4):1177.
- [226] Klerk A de. Fischer-Tropsch refining. Weinheim: Wiley-VCH; 2011.
- [227] Xu X, Liu Y, Zhang F, Di W, Zhang Y. Clean coal technologies in China based on methanol platform. *Catalysis Today* 2017;298:61–8.
- [228] Naegler T, Simon S, Klein M, Gils HC. Quantification of the European industrial heat demand by branch and temperature level. *Int. J. Energy Res.* 2015;39(15):2019–30.

-
- [229] Frisch S, Pehnt M, Otter P, Nast M. Prozesswärme im Marktanreizprogramm: Zwischenbericht zu Perspektivische Weiterentwicklung des Marktanreizprogramms FKZ 03MAP123; 2010.
- [230] Pauliuk S, Wang T, Müller DB. Steel all over the world: Estimating in-use stocks of iron for 200 countries. *Resources, Conservation and Recycling* 2013;71:22–30.
- [231] Allwood JM, Cullen JM, Carruth MA. Sustainable materials: With both eyes open ; [future buildings, vehicles, products and equipment - made efficiently and made with less new material. Cambridge: UIT Cambridge; 2012.
- [232] Manfredi S, Nuss P, Passarini F, Ciacci L. Material flow analysis of aluminium, copper, and iron in the EU-28. Luxembourg: Publications Office; 2018.
- [233] The International Aluminum Institute. Global Aluminum Flow Model; 2017.
- [234] Bureau of Mines. Minerals yearbook 1955: Annual report. Washington,D.C.: Unidet States Government Printing Office; 1955.
- [235] Bureau of Mines. Minerals yearbook 1960: Annual report. Washington,D.C.: Unidet States Government Printing Office; 1960.
- [236] Bureau of Mines. Minerals yearbook 1965: Annual report. Washington,D.C.: Unidet States Government Printing Office; 1965.
- [237] Bureau of Mines. Minerals yearbook 1970: Annual report. Washington,D.C.: Unidet States Government Printing Office; 1970.
- [238] Bureau of Mines. Minerals yearbook 1975: Annual report. Washington,D.C.: Unidet States Government Printing Office; 1975.
- [239] Bureau of Mines. Minerals yearbook 1980: Annual report. Washington,D.C.: Unidet States Government Printing Office; 1980.
- [240] Bureau of Mines. Minerals yearbook 1985: Annual report. Washington,D.C.: Unidet States Government Printing Office; 1985.
- [241] Bureau of Mines. Minerals yearbook 1990: Annual report. Washington,D.C.: Unidet States Government Printing Office; 1990.
- [242] Conversio Market & Strategy GmbH. Stoffstrombild Kunststoffe in Deutschland 2019; 2020.
- [243] Statistisches Bundesamt. Umwelt: Abfallbilanz 2018; 2020.
- [244] Bundestag Deutschland. Bundes-Klimaschutzgesetz: KSG; 2019.
- [245] Bundestag Deutschland. Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze: Kohleausstiegsgesetz; 2020.
- [246] Bundestag Deutschland. Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes: 13. AtGÄndG; 2011.
- [247] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Drittlandskohlebezüge und durchschnittliche Preise frei deutsche Grenze für Kraftwerkssteinkohle; 2019.
-

- [248] Statistisches Bundesamt. Daten zur Energiepreisentwicklung: Lange Reihen von Januar 2005 bis Januar 2021; 2021.
- [249] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Erdgasstatistik: Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991; 2021.
- [250] World Energy Outlook 2018: International Energy Agency.
- [251] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Monatliche Entwicklung der Einfuhr Rohöl 1991 bis 2019; 2020.
- [252] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Monatliche Entwicklung der Einfuhr Rohöl 2020 bis 2021; 2021.
- [253] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Verkehr in Zahlen 2020/2021: 49. Jahrgang; 2020.
- [254] Gesamtverband der Aluminiumindustrie e.V. Statistik - Die Aluminiumindustrie; 2021.
- [255] Heuser P-M. Weltweite Infrastruktur zur Wasserstoffbereitstellung auf Basis erneuerbarer Energien. Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH, Zentralbibliothek, Verlag; 2021.

Danksagung

Diese Arbeit ist in der Zeit von Dezember 2018 bis Dezember 2021 am Institut für Energie- und Klimaforschung – Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3) des Forschungszentrums Jülich entstanden.

Zunächst möchte ich mich bei meinem Doktorvater Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Detlef Stolten für die ausgezeichnete Betreuung und wertvolle Unterstützung bedanken. Ich danke Herrn Univ.-Prof. Professor h. c. (MGU) Dr.-Ing. Dipl.-Wirt. Ing. Thomas Gries für die Übernahme des Korreferats und Frau Univ.-Prof. Dr. rer. nat. Anna Katharina Mechler für die Übernahme des Prüfungsvorsitzes.

Bei meinem Abteilungsleiter Herrn Dr.-Ing. Martin Robinius bedanke ich mich für die fachliche Unterstützung und stets motivierende Förderung.

Besonders bedanke ich mich bei meinem Projektleiter und späteren Abteilungsleiter Herrn Dr.-Ing. Leander Kotzur, der stets mit ausgefallenen Ideen und Lösungsvorschlägen parat stand.

Mein herzlicher Dank gilt meinem Teamleiter Herrn Dr.-Ing. Peter Markewitz, der mindestens genauso für mein Thema brannte wie ich. Vielen Dank für die exzellente fachliche Betreuung, den großen wissenschaftlichen Spielraum, den persönlichen Austausch und nicht zuletzt für die Vorbildfunktion als großartiger Gruppenleiter.

Meinen Bürokollegen Herrn Dr.-Ing Philipp Heuser und Herrn Dr.-Ing. Peter Lopion danke ich für die konstruktive Zusammenarbeit, die niveauvollen Unterredungen sowie die mondäne und produktive Arbeitsatmosphäre. Ihre väterlichen Charakterzüge und ihre menschliche Reife haben mir früh ein Gefühl von Geborgenheit und Sicherheit gegeben und auf diese Weise den Raum 3002 zu einem zweiten Zuhause für mich gemacht.

Zusätzlich möchte ich mich bei meinen METIS-Mitstreitenden vom ersten Tag Theresa Groß, Maximilian Hoffmann und Robin Beer für die humorvolle und produktive Zusammenarbeit bedanken.

Ein besonderer Dank gilt meinem Gruppenkollegen Thomas Schöb, der meinen Arbeitstag während der Mittwochsrunden zu Home-Office Zeiten mit seinen stets anspruchsvollen und qualifizierten Beiträgen sehr bereichert hat.

Ebenfalls bedanke ich mich bei allen anderen Mitarbeitenden des IEK-3 am Forschungszentrum Jülich, die mich bei der Erstellung dieser Arbeit unterstützt haben.

Außerdem bedanke ich mich bei Marcel Baum, Matteo Giesen und Moritz Tretter für die angenehme Zusammenarbeit während ihrer Masterarbeiten. Ihre Arbeiten haben inhaltlich maßgeblich zu dieser Dissertation beigetragen.

Mein größter Dank gilt schließlich meiner Familie, meinen Freunden und Fine, die mich bedingungslos mit ihrer Liebe und viel Nachsicht begleiten und mir den Rückhalt geben, der nötig ist, um eine solche Phase halbwegs zurechnungsfähig zu meistern.

Band / Volume 584

Mechanical properties of single and dual phase proton conducting membranes

W. Zhou (2022), IV, VI, 133 pp

ISBN: 978-3-95806-645-8

Band / Volume 585

Improvements to gravity wave physics from an observational perspective

M. Geldenhuys (2022), vii, 136 pp

ISBN: 978-3-95806-647-2

Band / Volume 586

Impact of severe convection on the water vapor mixing ratio in the extra-tropical stratosphere

D. Khordakova (2022), ii, 136 pp

ISBN: 978-3-95806-648-9

Band / Volume 587

Effects of salt precipitation during evaporation on porosity and permeability of porous media

J. Piotrowski (2022), xxvii, 139 pp

ISBN: 978-3-95806-650-2

Band / Volume 588

IEK-14 Report 2022

Forschung für die Energiewende und den Wandel im Rheinischen Revier

B. Emonts (Hrsg.) (2022)

ISBN: 978-3-95806-652-6

Band / Volume 589

Oxidation of monoterpenes studied in atmospheric simulation chambers

L. L. Hantschke (2022), 188 pp

ISBN: 978-3-95806-653-3

Band / Volume 590

NiFe Layered Double Hydroxide Catalysts for Oxygen Evolution Reaction in Alkaline Water Electrolysis

W. Jiang (2022), 165 pp

ISBN: 978-3-95806-658-8

Band / Volume 591

Optimizing Cross-linked Infrastructure for Future Energy Systems

L. Welder (2022), xxiii, 360 pp

ISBN: 978-3-95806-659-5

Band / Volume 592

Evaluation von Reaktorkonzepten für die CO₂-basierte Methanolsynthese aus Wasserstoff und Kohlendioxid mithilfe von CFD-Simulationen

S. Weiske (2022), x, 369 pp

ISBN: 978-3-95806-661-8

Band / Volume 593

Spectral Induced Polarization of Biochar in Soil

Z. Gao (2022), XXVI, 155 pp

ISBN: 978-3-95806-662-5

Band / Volume 594

Eignung von nickelhaltigen Katalysatorsystemen in sauren Medien zur Nutzung im Betrieb von Brennstoffzellen

A. Karaca (2022), iv, 249 pp

ISBN: 978-3-95806-663-2

Band / Volume 595

Seasonal Comparison of the Chemical Composition and Source Apportionment of Aerosols during the Year-Long JULIAC Campaign

L. Liu (2022), VIII, 189 pp

ISBN: 978-3-95806-668-7

Band / Volume 596

Nanoscale Understanding and Control of Metal Exsolution in Perovskite Oxides

M. L. Weber (2022), ix, 160 pp

ISBN: 978-3-95806-669-4

Band / Volume 597

Nanostructures of Transition Metal Sulfides for Anion Exchange Membrane Water Electrolysis

L. Xia (2022), 161 pp

ISBN: 978-3-95806-670-0

Band / Volume 598

Recycling- und Defossilisierungsmaßnahmen der Energieintensiven Industrie Deutschlands im Kontext von CO₂-Reduktionsstrategien

F. Kullmann (2022), XII, 237 pp

ISBN: 978-3-95806-672-4

Weitere **Schriften des Verlags im Forschungszentrum Jülich** unter
<http://wwwzb1.fz-juelich.de/verlagextern1/index.asp>

Energie & Umwelt / Energy & Environment
Band / Volume 598
ISBN 978-3-95806-672-4

Mitglied der Helmholtz-Gemeinschaft

